

A photograph of a cityscape at sunset, with buildings illuminated and a warm orange glow in the sky. The image is partially obscured by a large orange and purple geometric overlay.

Informe Centro Nacional de Despacho para el CNO

Documento XM-CND-008

Jueves, 07 de mayo de 2020



Contenido

Variables del SIN



Demanda del SIN
Hidrología
Generación e importaciones
Restricciones

Varios



Indicadores de Operación
Seguimiento a proyectos –
Acuerdo CNO 696



Panorama Energético

Análisis energético de mediano plazo



Situación operativa

Análisis del evento de actuación del EDAC.
Informe Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo – IPOEMP.
Seguimiento a proyectos – Acuerdo CNO 696

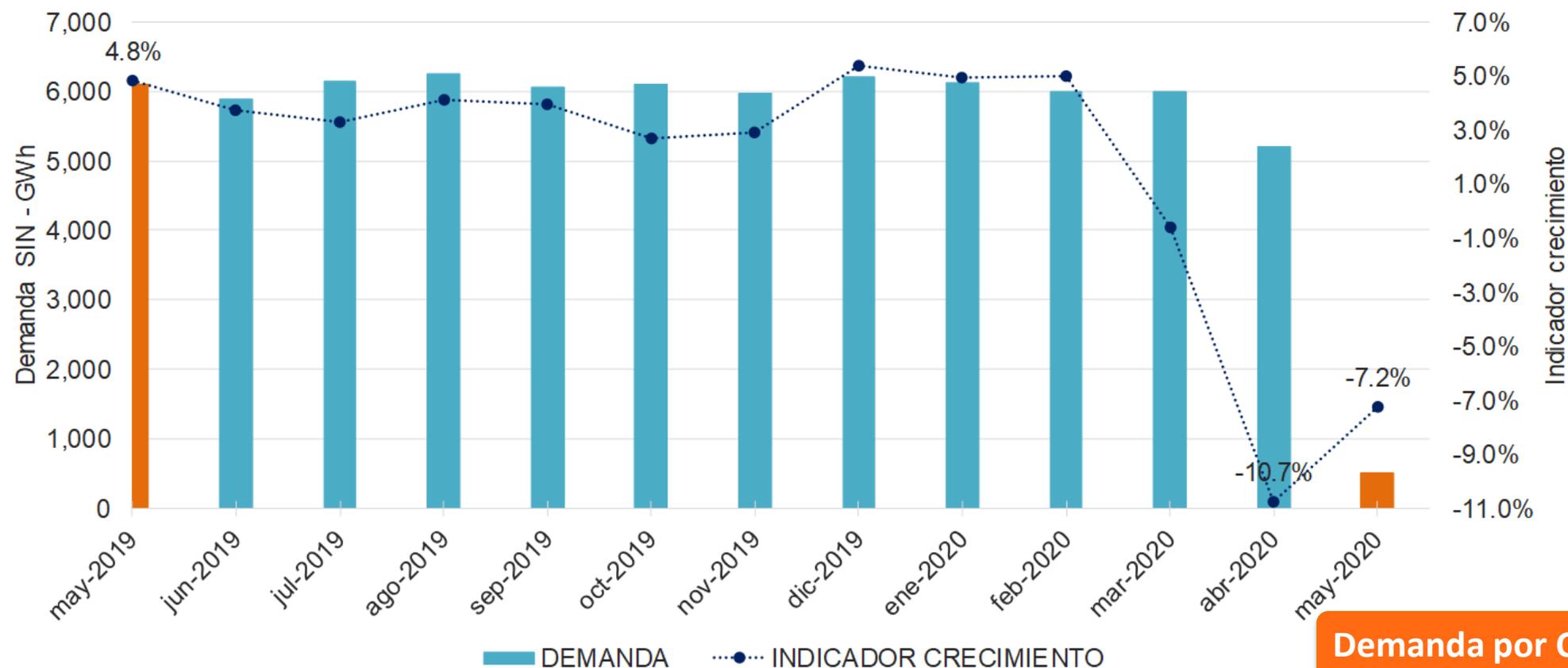


Variables del SIN

Demanda
Hidrología
Generación e importaciones
Demanda SIN
Restricciones

¿Cómo ha venido evolucionando la demanda de energía?

Evolución demanda del SIN e indicador de crecimiento



Demanda por CIU

Se destaca que hasta el 14 de marzo, la demanda del SIN venía con crecimiento del 5.7% con respecto al mismo mes del año anterior

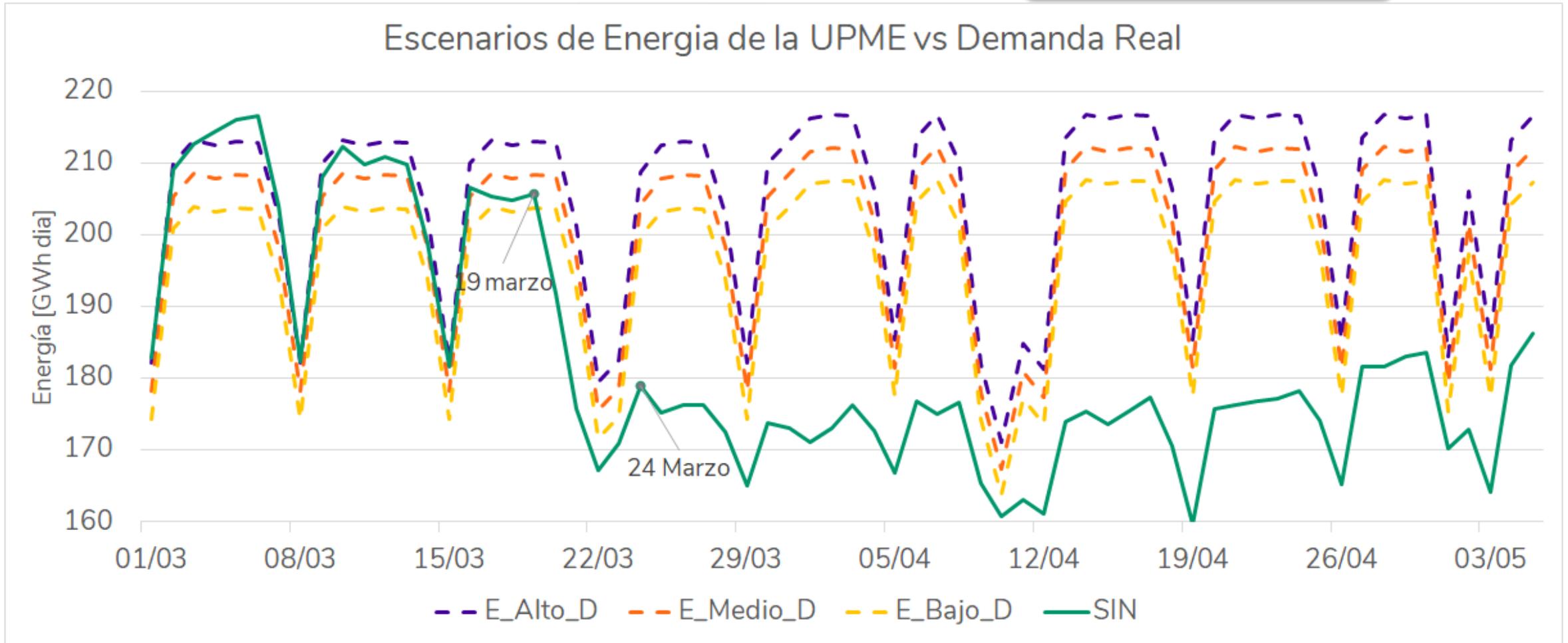
Con la situación nacional, el indicador acumulado de crecimiento de marzo y abril es negativo.

Mayo muestra señales temprana de recuperación a pesar de continuar con crecimiento negativo

Escenarios de demanda de la UPME diarios respecto a la demanda actual del SIN

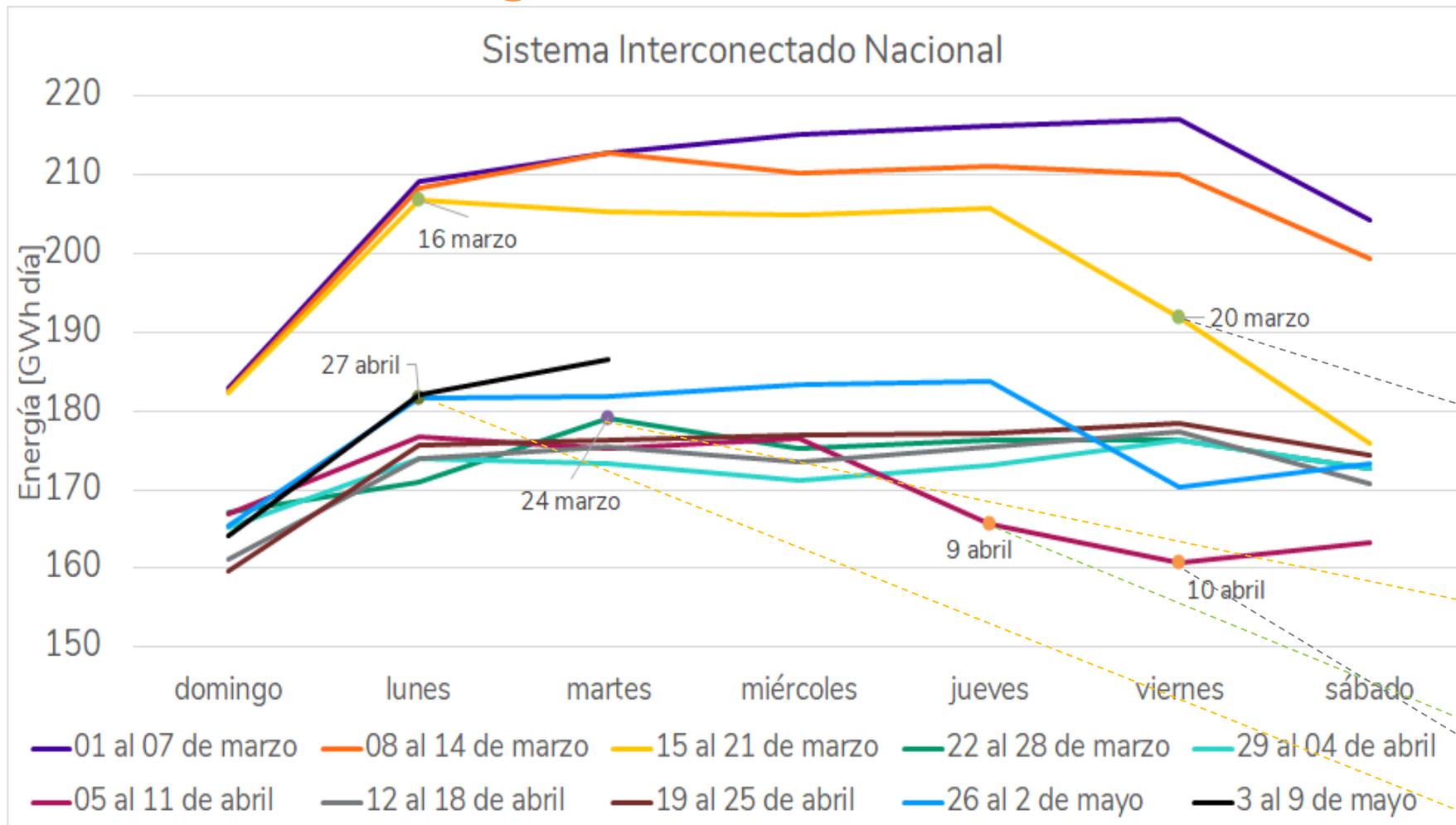


[Ver detalle Demanda SIN](#)



Desde el 19 de marzo la demanda del SIN comienza a ubicarse por debajo del escenario bajo de la UPME. Desde el 24 de marzo, cerca de un 12% por debajo de dicho escenario.

Seguimiento Demanda Nacional

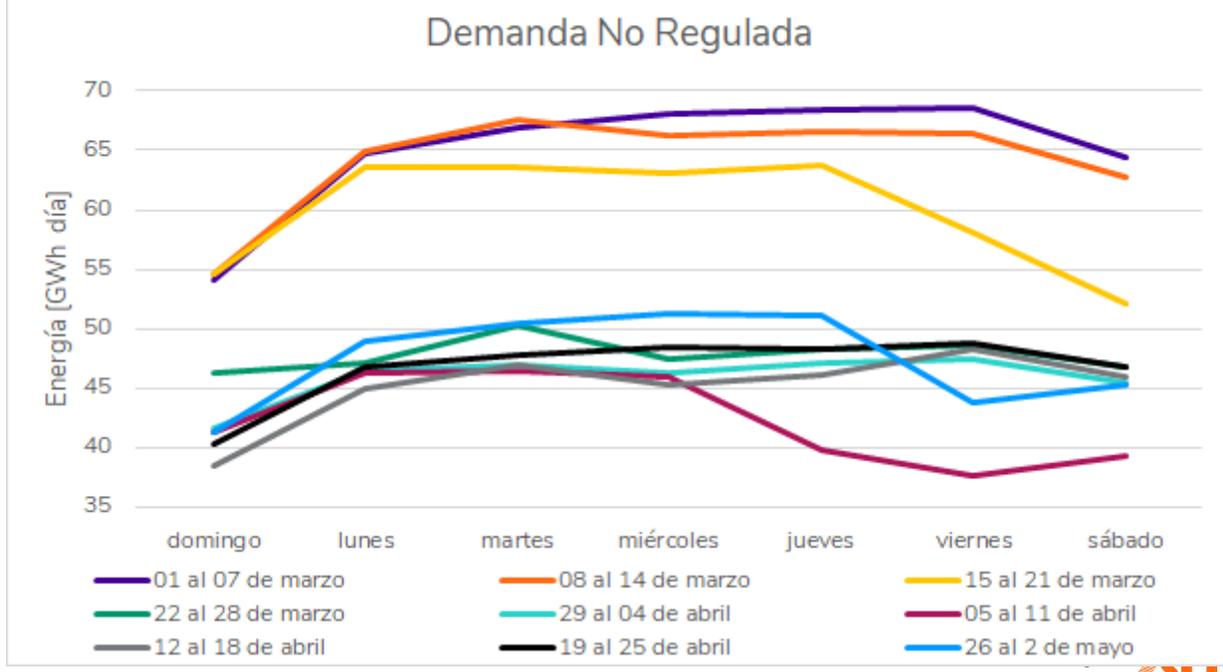
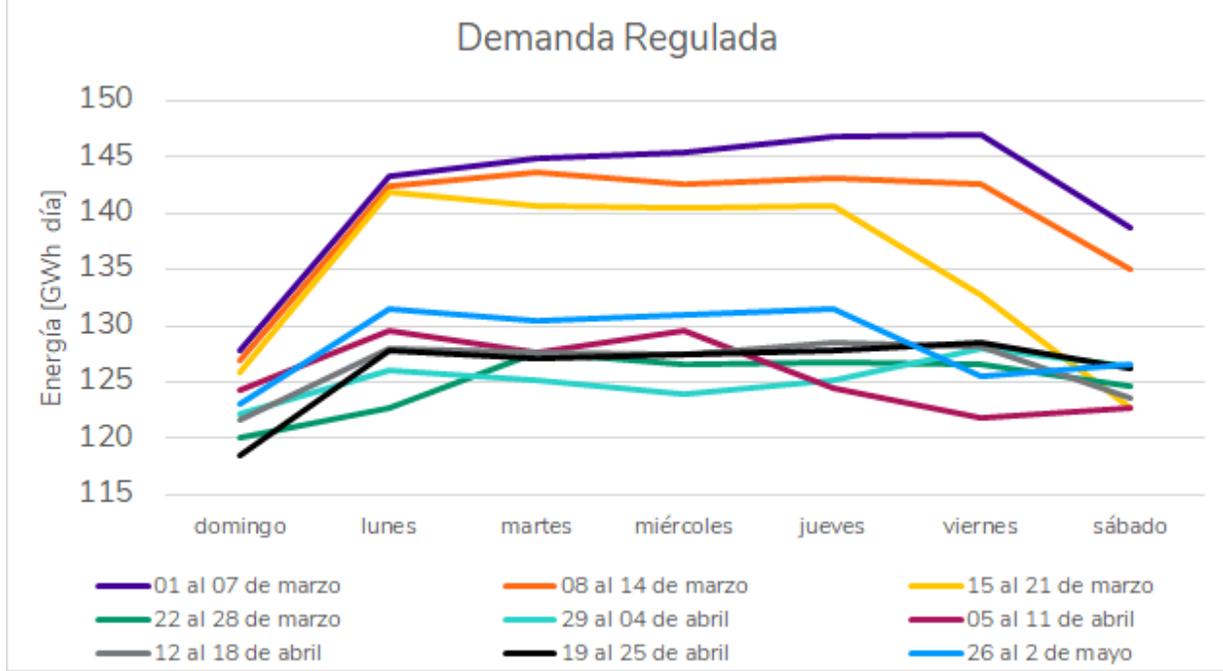
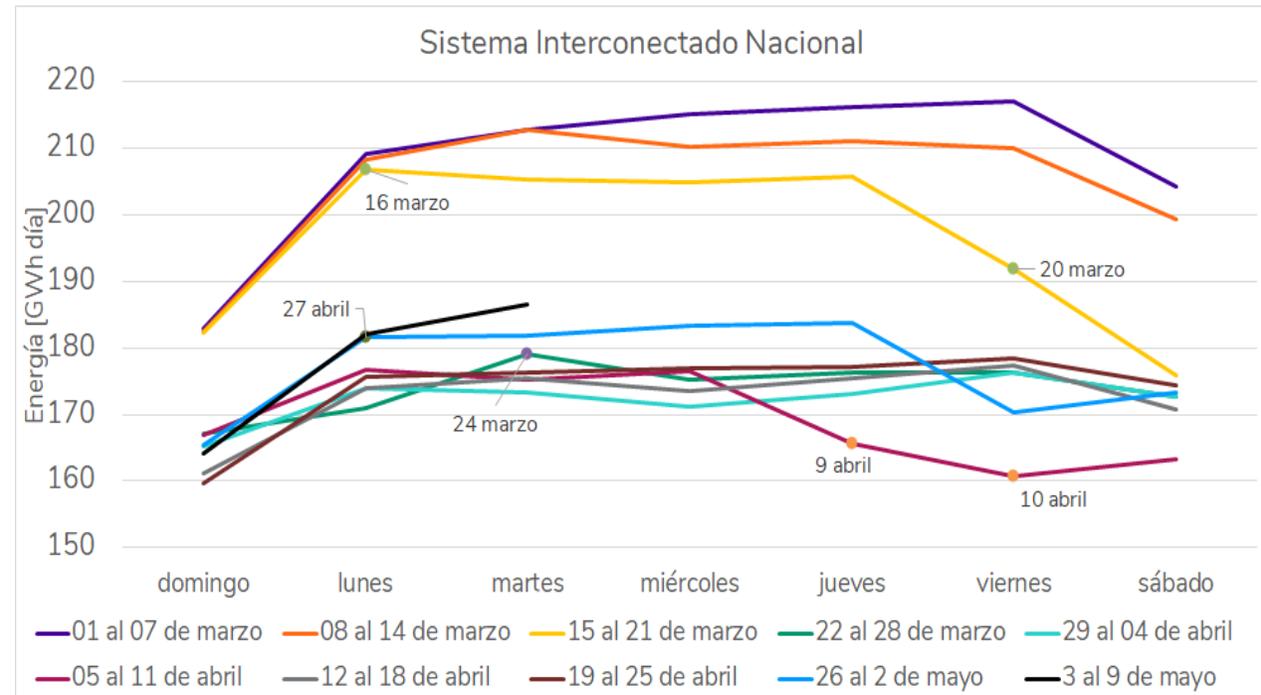


- Marzo 15: Medidas de protección a los estudiantes: suspensión de clases presenciales.
- Marzo 17: Se decreta Estado de emergencia.
- Marzo 18: Medidas de aislamiento preventivo para mayores de 70 años.
- Marzo 20: Se realiza simulacro preventivo en Bogotá e Inicia Cuarentena por la vida en Antioquia, hasta el 24 de marzo.
- Marzo 24: Inicia Aislamiento Preventivo Obligatorio en todo el país, a partir de las 23:59 horas.
- Abril 9: jueves Santo
- Abril 10: viernes Santo
- Abril 27: inicio paulatino de las industrias

Del 16 al 19 de marzo se observa un cambio leve en la demanda derivado de las medidas iniciales de trabajo en casa para algunas personas en el país.

El 20 de marzo inician medidas de aislamiento preventivo en regiones como Cundinamarca, Antioquia, Meta, Risaralda, Santander, Tolima y Valle del Cauca (más del 60% de la demanda nacional) → se incrementa la reducción del consumo de energía en el país.

Demanda nacional (Regulada y No Regulada)



Del 20 de marzo al 3 de mayo la disminución en la demanda de energía en el país ha sido del 15% en promedio, respecto de los consumos en los mismos días de la semana del 9 al 15 de marzo (semana base)

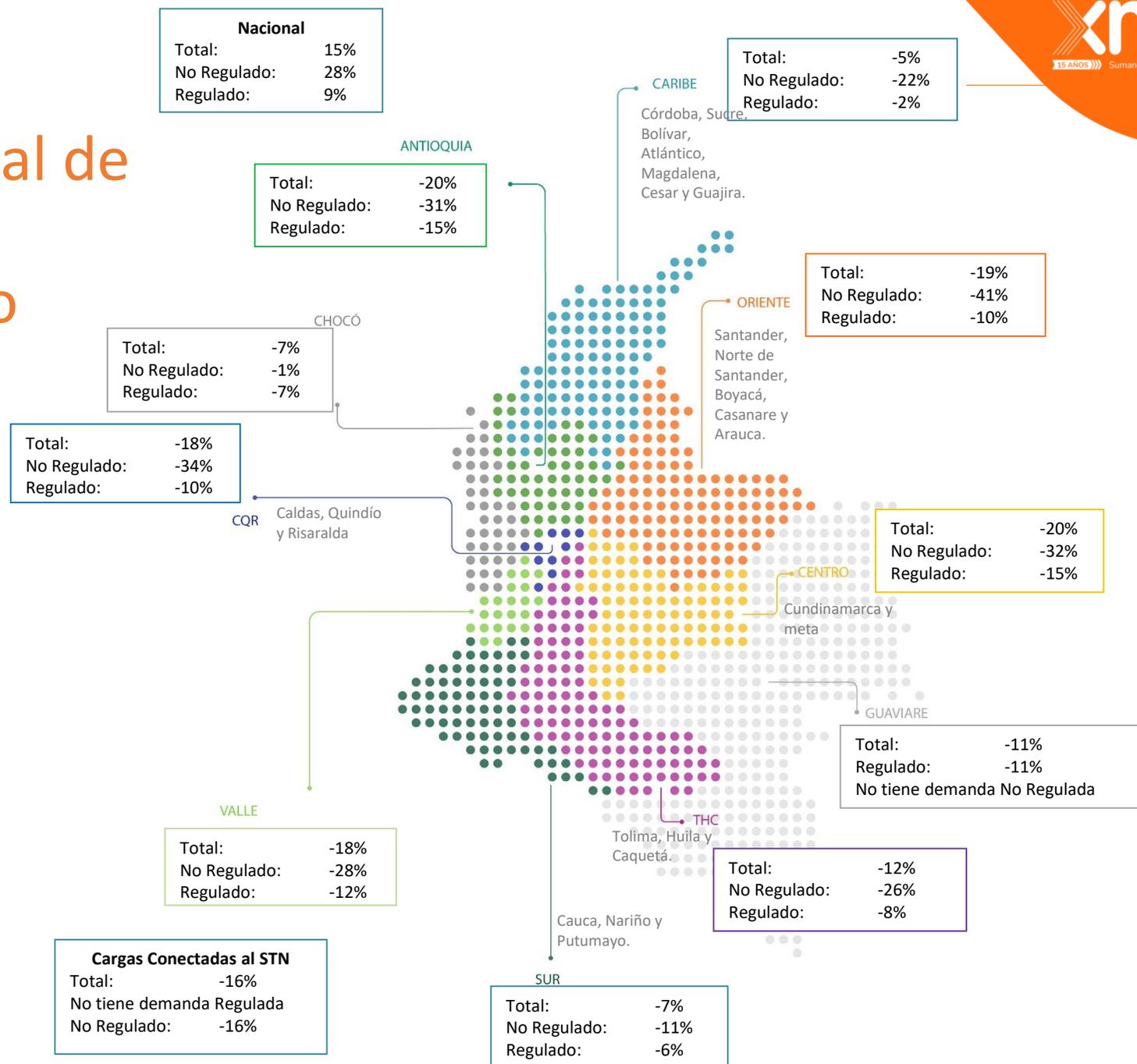
Disminución Demanda Regulada cerca del 9% y No Regulada cerca del 28%.

Se observa un aplanamiento de la curva de demanda a lo largo de la semana
 ➔ No se evidencia el cambio relevante de demanda a la baja que se presenta en un fin de semana vs días ordinarios.

Disminución regional de demanda. Hasta el 3 mayo

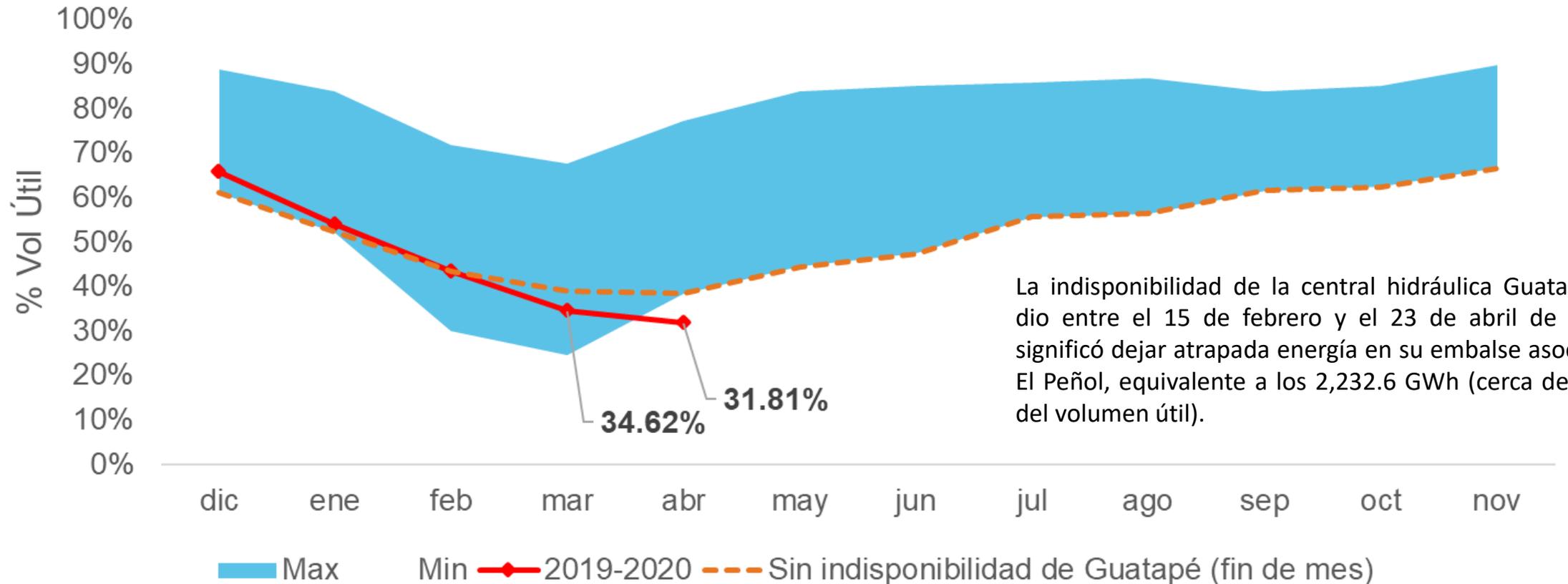
En términos geográficos, la demanda nacional está distribuida en 10 regiones, que en el periodo del 20 de marzo al 3 de mayo, las zonas de mayor consumo tuvieron la siguiente participación frente a la demanda total: Caribe 27%, Centro 23%, Antioquia 13%, Valle 10% y Oriente 10%.

Las regiones que más disminuyeron la demanda son Centro(20%) y Antioquia(20%), mientras las que menos redujeron fueron Caribe (5%) y Chocó (7%).



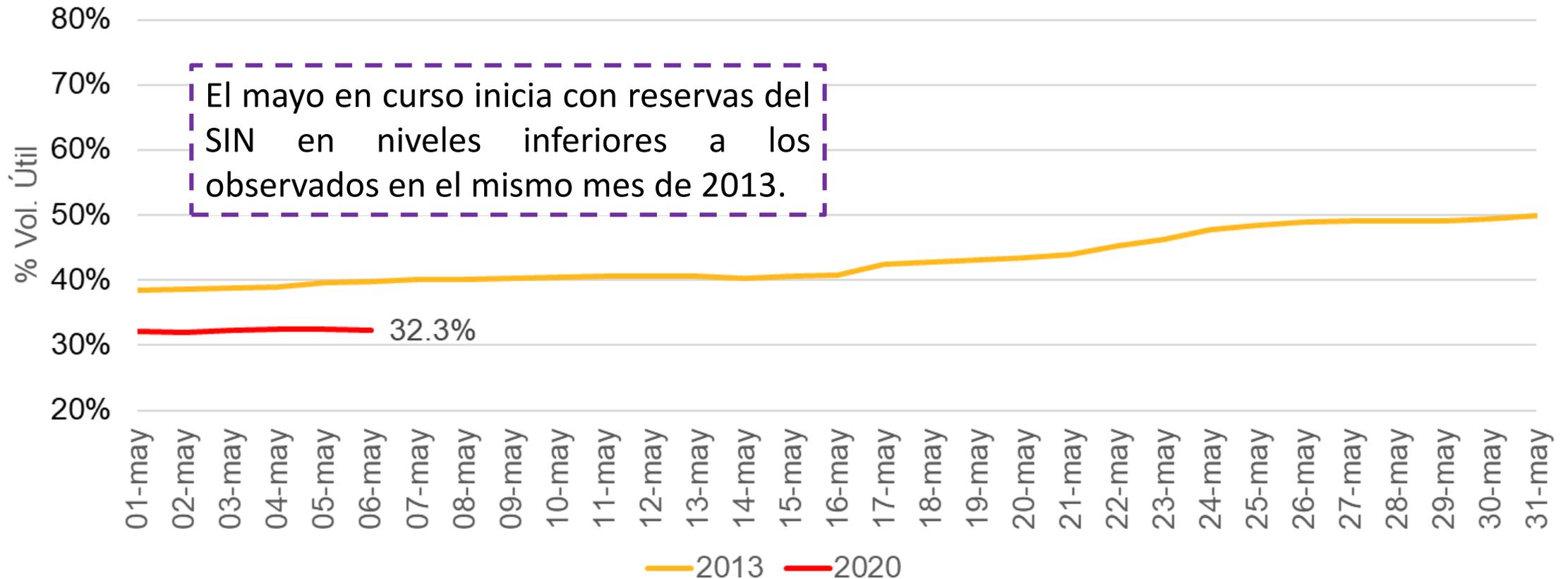
¿Cómo está la situación energética?

Evolución Reservas del SIN



La banda azul fue construida considerando el mínimo y el máximo valor registrado para cada uno de los meses del año desde noviembre de 2001.

Seguimiento diario reservas Agregado SIN

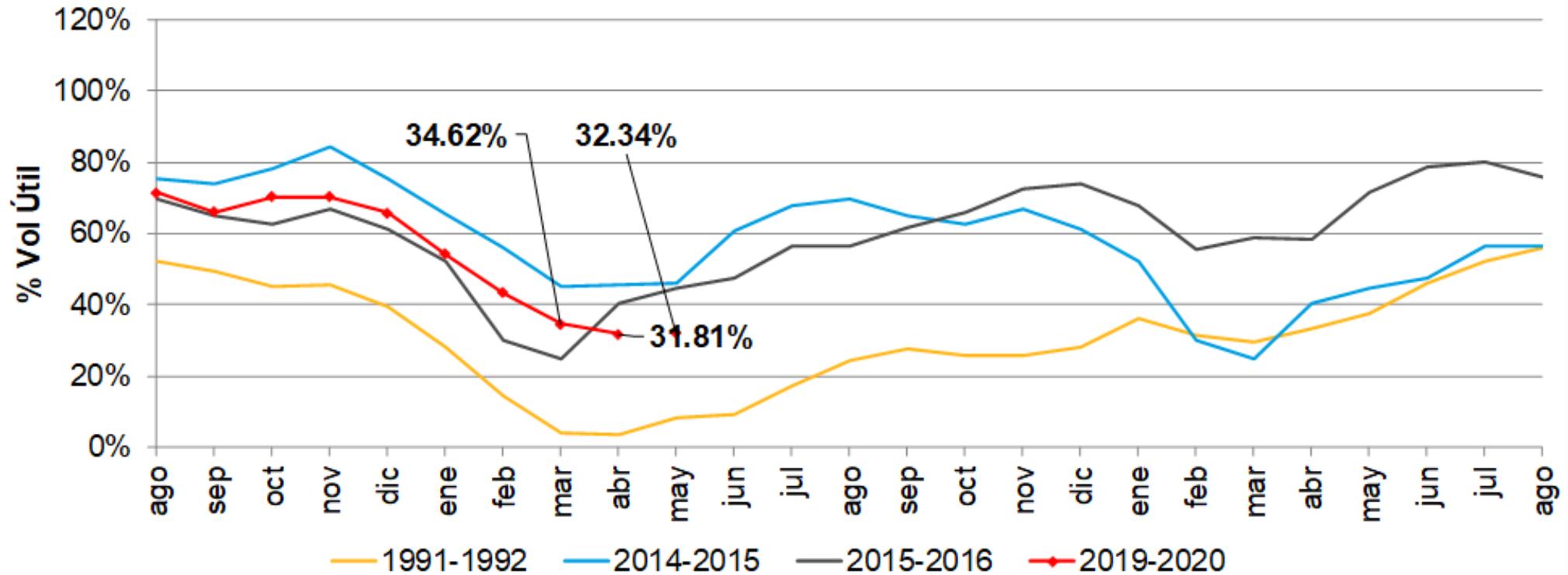


En el año 2013 se presentó el mínimo histórico de reservas del SIN para el mes de mayo.

Reservas hídricas

Cantidad de agua almacenada en los embalses

[Ver detalle regiones](#)

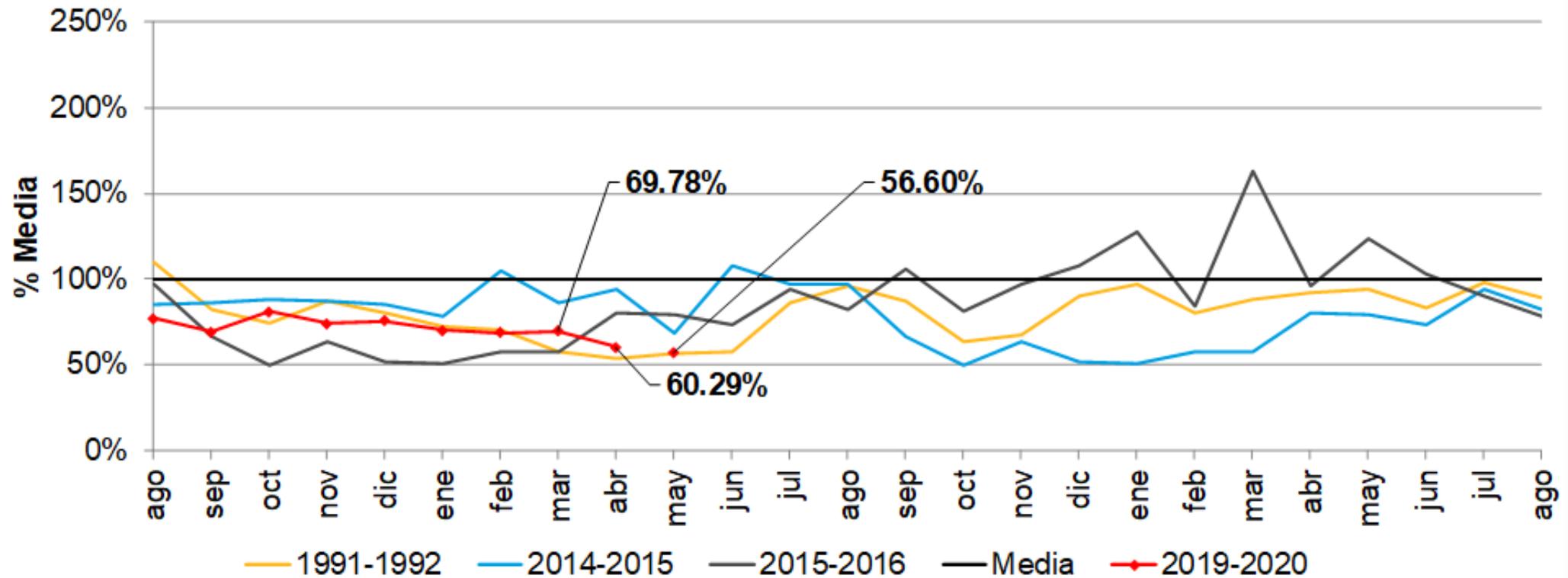


Información hasta el: 2020-05-06

Aportes hídricos

Cantidad de agua que llega a los embalses

[Ver detalle Aportes](#)



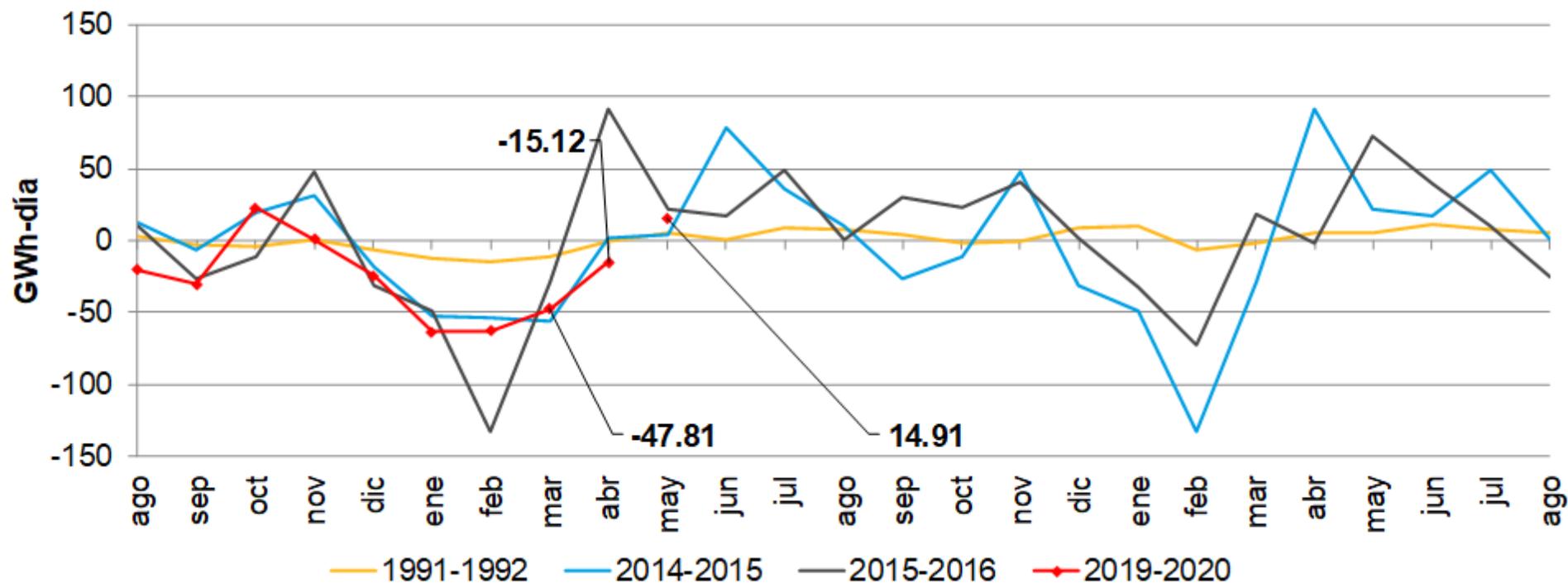
Aportes del SIN por debajo de la media histórica desde agosto de 2019

Información hasta el: 2020-05-06

Tasa de Embalsamiento Promedio

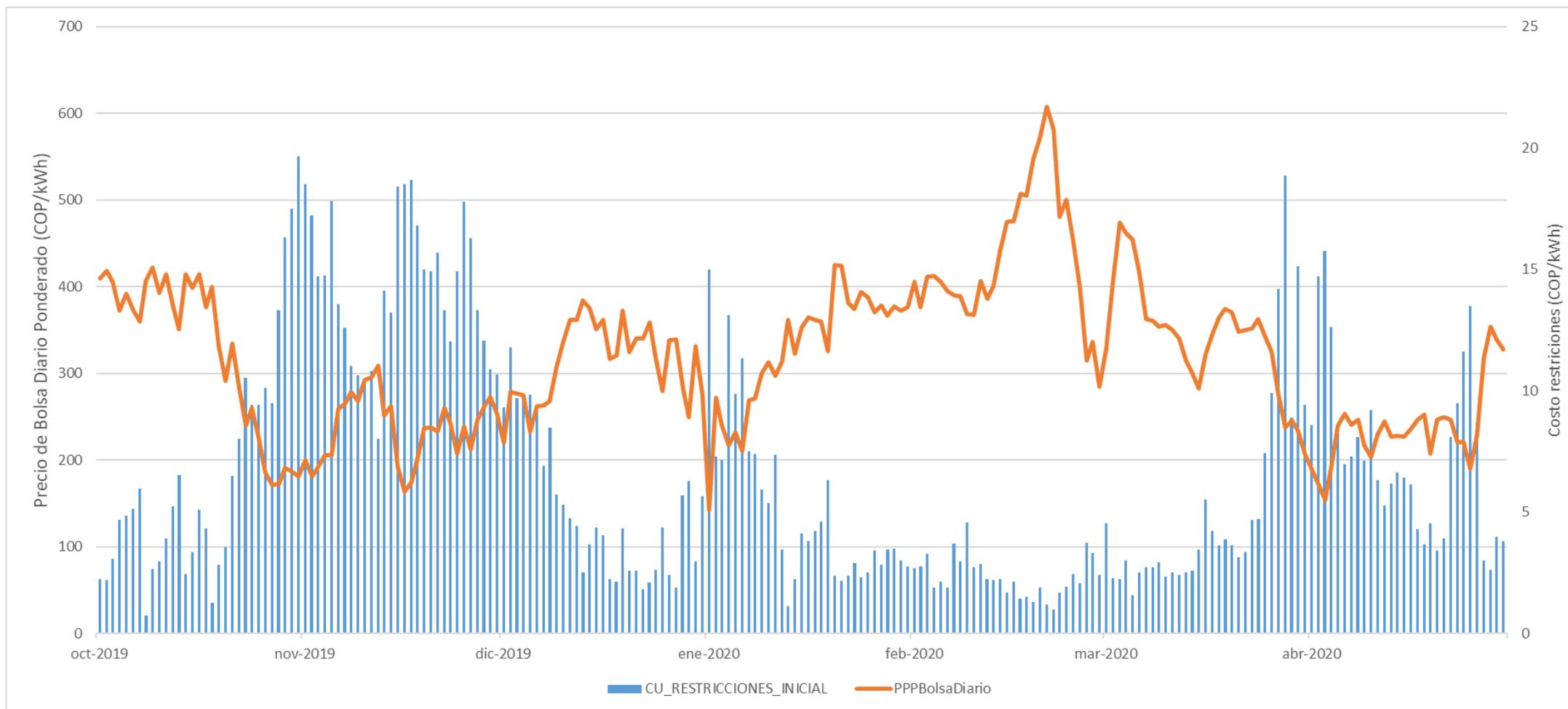
Cantidad de agua que se embalsa/desembalsa en promedio

[Ver Análisis Embalses](#)



Información hasta el: 2020-05-06

Restricciones iniciales VS Precio de bolsa



*A partir del 29 de abril de 2020, se toman en cuenta los costos reportados por los agentes en virtud de la resolución CREG 044 de 2020

Expectativas Energéticas

Mediano Plazo

Resultados Panorama Energético



Principales Supuestos:

- Condición inicial de embalse 32.34% (Mayo 04 de 2020)
- Proyectos con horizonte de entrada a un año → Termoyopal (aumento de 40 MW – 31/08/20) y El Paso (68 MW en pruebas).
- Termocentro por fuera a partir de dic-2020 (279 MW)
- Mantenimientos de generación con horizonte a un año.
- Mantenimiento en planta de regasificación del 03 al 07 de octubre de 2020 → Afecta disponibilidad de Tebsa, Termoflores y Termocandelaria.
- No se consideran intercambios internacionales.
- En todos los escenarios que se consideran aportes deficitarios en el verano 20-21, se requiere un nivel de embalse por encima del 70% para el inicio del verano.

Caso	Escenario demanda UPME					Escenario Aportes % respecto a la media		Generación térmica [GWh/día]		Nivel del embalse Inicio Ver 20-21
	Mayo	Junio	Jul-Nov	Dic	Ene-Abr 2021	May- Nov	Dic-Abr 2021	May- Nov	Dic-Abr 2021	
CNO 1	10% por debajo del Bajo	Bajo			Medio	96%	101%	35	37	79%
CNO 2						77%	66%	68	78	71%
1						75%	94%	61	59	57%
2						75%	66%	71	79	70%
3						86%	74%	51	68	72%
CNO 1						Bajo			Alto	96%
CNO 2		77%	66%	72	80					73%
1		75%	94%	65	62					57%
2		75%	66%	75	83					70%
3		87%	74%	56	69					74%

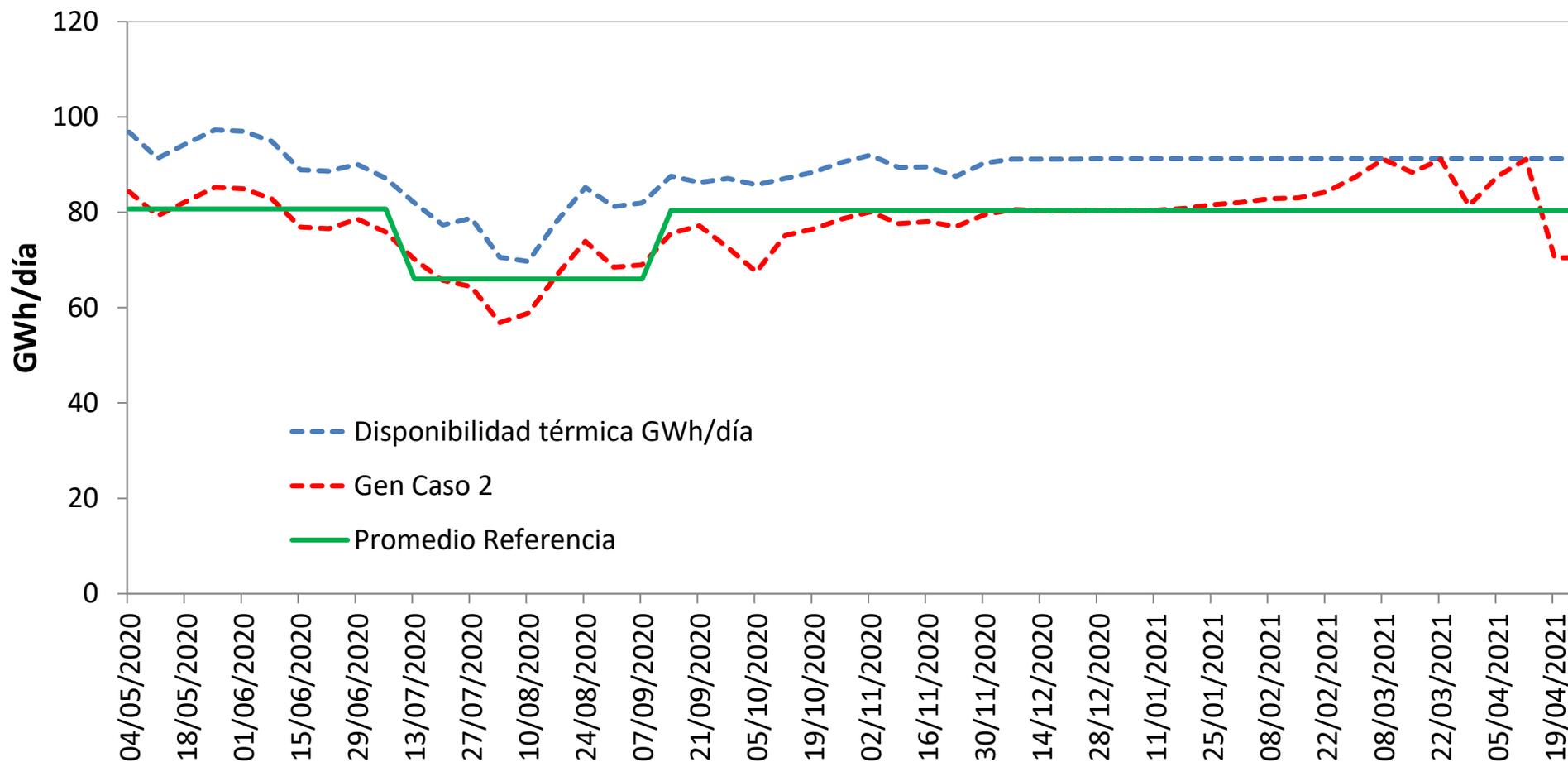
*CNO1: Caso Esperado del SURER

*CNO2: Caso Contingencia del SURER

Resultados Panorama Energético

Disponibilidad de Generación Térmica considerada

Disponibilidad Generación Térmica



Se compara con el caso que tiene la generación térmica más alta.

Conclusiones y recomendaciones



Para el horizonte de mediano plazo, teniendo en cuenta los supuestos considerados (aportes, demanda, entrada de proyectos de generación, etc.), el sistema cuenta con los recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad de la regulación vigente.

En todos los escenarios donde se consideran aportes deficitarios en el verano 20-21, se requiere un nivel de embalse por encima del 70% para el inicio del verano.



No obstante la reducción en la demanda de energía eléctrica, ante un escenario de aportes deficitarios desde hoy hasta el verano 2020-2021, las simulaciones muestran que se requiere de **generación térmica por encima de 70 GWh/día** de manera sostenida para alcanzar un nivel de embalse al menos de 70% para 30 de noviembre de 2020. Esto requiere una gestión adecuada de la operación y mantenimiento del parque de generación, la infraestructura de transporte de energía, así como de la infraestructura de suministro y transporte de combustibles, para que continúen cumpliendo con los requerimientos en la operación.



Según los datos históricos de 36 meses del Índice de Corto Plazo -ICP- de los recursos de generación térmicos, se tiene **una probabilidad del 90%, de tener 86 GWh/día;** y se tiene una probabilidad del 55% para cumplir la OEF (100 GWh/día).

Conclusiones y recomendaciones



La persistencia de bajos niveles de aportes, incrementos en la demanda frente a los pronósticos considerados o desviaciones de generación térmica, conllevarían consigo requerimientos de generación térmica más elevados y prolongados en las siguientes semanas. Se debe mantener un seguimiento a todas las variables del sistema, resaltando la importancia en la calidad de la información suministrada por los agentes para los diferentes análisis en el horizonte de estudio.



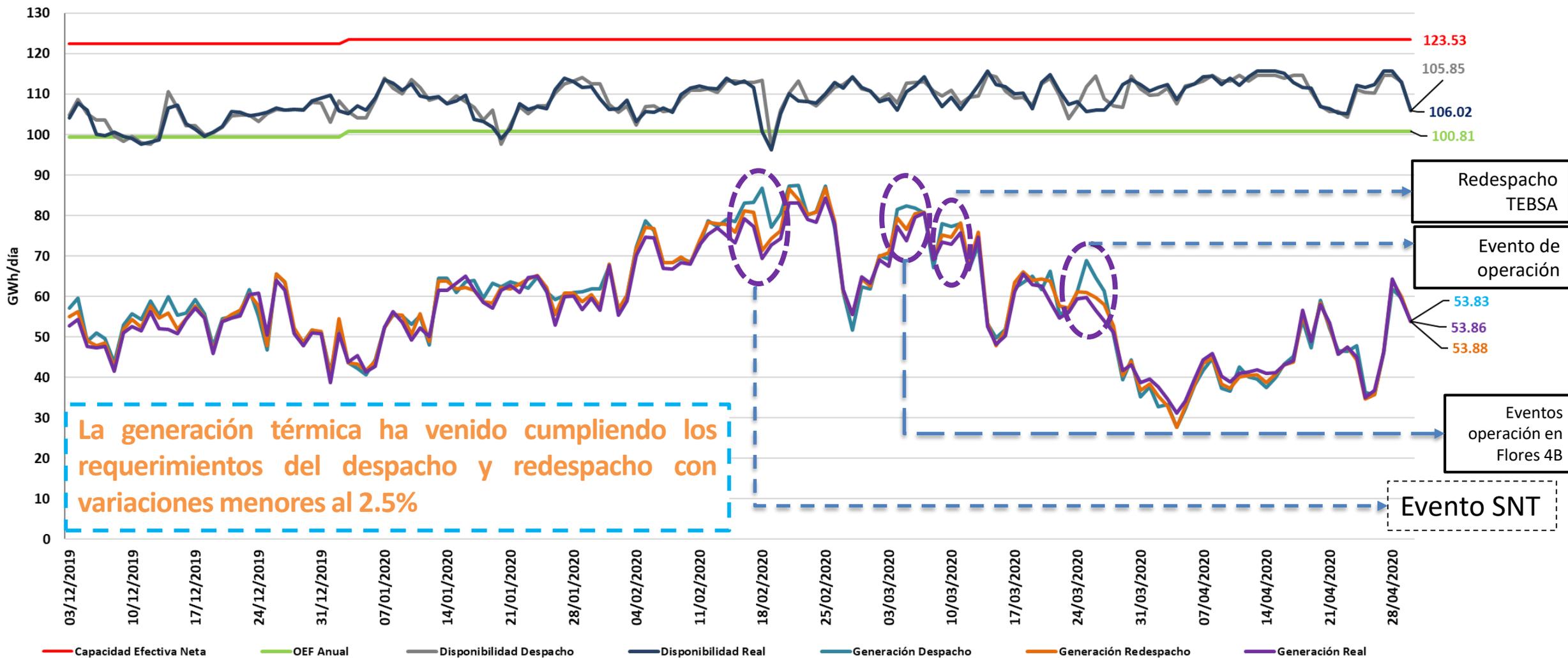
Ante la condición de aportes deficitarios en el SIN se debe gestionar la **máxima disponibilidad de los activos de conexión de generación y transmisión (incluyendo las interconexiones internacionales)** para aprovechar la importación de energía desde Ecuador.



Estos análisis requieren continuar replanteándose según las variaciones de las principales variables de impacto → aportes hídricos, nivel de los embalses, evolución de la demanda de energía, entre otras, análisis adicionales.

Y la Generación Térmica...

1 de diciembre 2019 a 30 abril 2020



Situación Operativa

Análisis evento EDAC
IPOEMP



Análisis evento de actuación del EDAC 2020



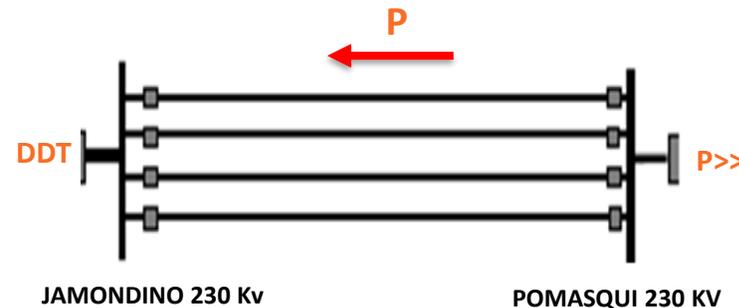
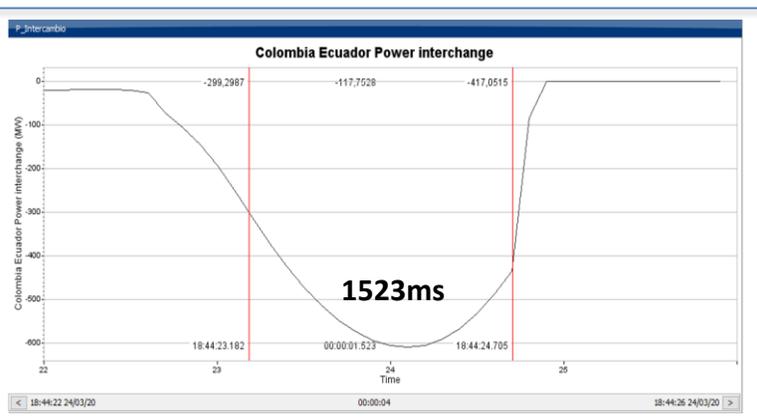
Evento 07 de Abril de 2020 12:36 horas

Se presentó actuación de la protección diferencial de barras (ANSI 87B) de la subestación Pascuales 138 kV durante pruebas de inyección secundaria de corriente. Sale de servicio la subestación Pascuales a 138 kV, presentándose pérdida de 423 MW de carga.

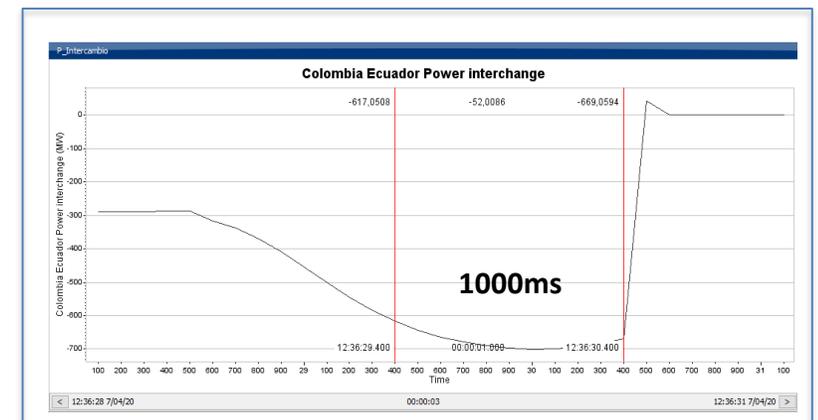
La transferencia de potencia se encontraba en 288 MW, sentido Ecuador a Colombia. El intercambio programado era 300 MW.

La pérdida de carga en Ecuador, ocasionó que la transferencia de potencia se incrementara en sentido Ecuador a Colombia, superando el umbral de ajuste de 620 MW durante 1 segundo en Pomasqui.

Lo anterior generó la operación de la función sobrepotencia del Esquema de Separación de Áreas (ESA) en la subestación Pomasqui, ocasionando el disparo local y el envío de disparo directo transferido (DDT) a la subestación Jamondino.

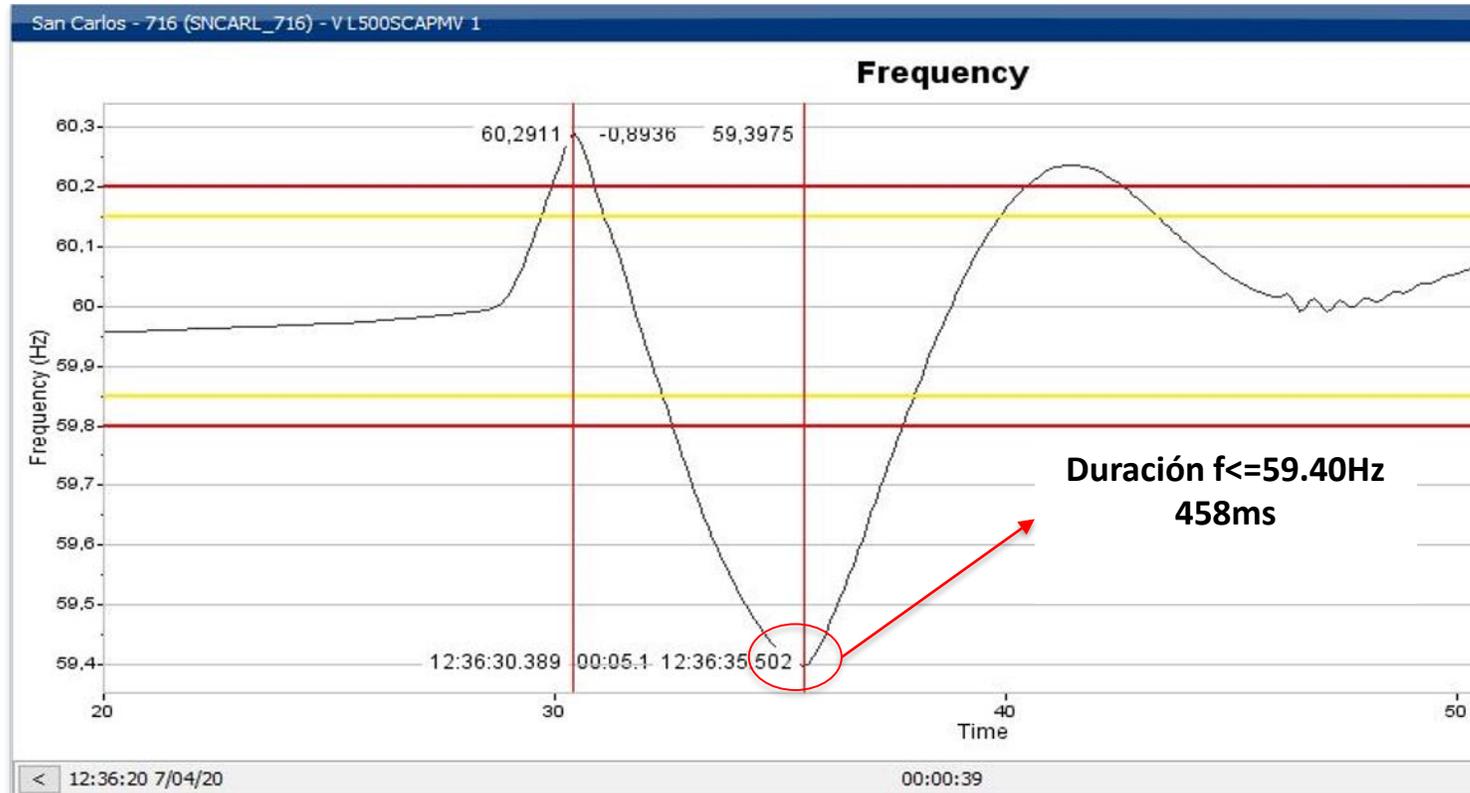


Umbral de ajuste
ESA
sobrepotencia
Even 1 > 300
MW, 1500 ms y
Even 2 > 620 MW,
1000 ms



Evento 07 de Abril de 2020 12:36 horas

Excursión transitoria de la frecuencia
por fuera del rango normal de operación 60.29 – 59.397 Hz

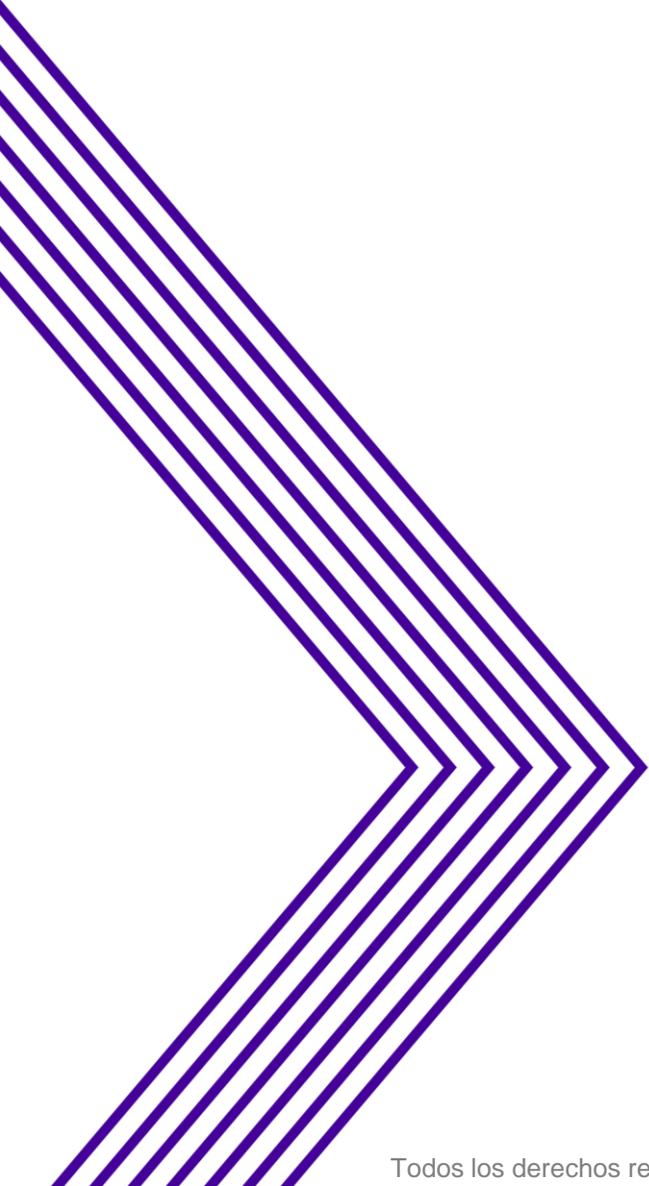


Actuación de la primera etapa del Esquema de Desconexión Automático de Carga (EDAC)

Umbral de ajuste
59.40 Hz 200 ms

Resultados preliminares del análisis del evento:

- Se cumplieron las condiciones para que operara la etapa 1 del EDAC en Colombia, la frecuencia permaneció en valores iguales o menores a 59.40 Hz durante 458 ms aproximadamente (evento de gran magnitud en Ecuador).
- Carga total deslastrada (según reportes de agentes a la fecha) 277.17 MW -> 3.64% de la Demanda del SIN. Se pudo impactar por las condiciones del COVID-19.
- Teniendo en cuenta la tolerancia de frecuencia **(+/- 30 mHz)** y el valor mínimo de frecuencia alcanzado para este evento, se observa posible que uno o más deslastres no hayan alcanzado el valor objetivo de la primera etapa.
- En cuanto a la recuperación de la frecuencia, se observa un comportamiento adecuado, logrando estar antes de los 10 segundos por encima del umbral de la primera etapa del EDAC.



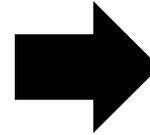
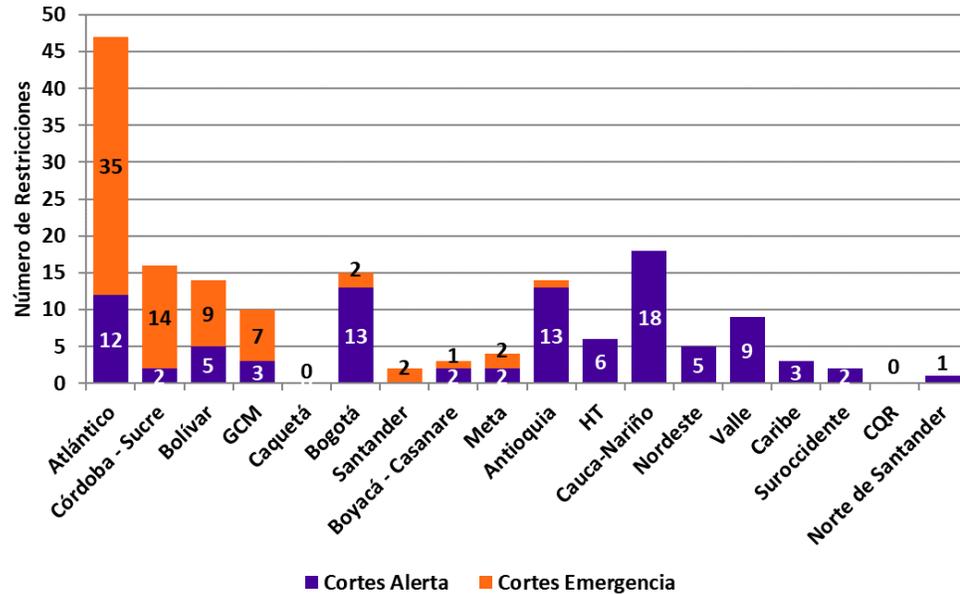
Primer Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo - 2020



Estado restricciones

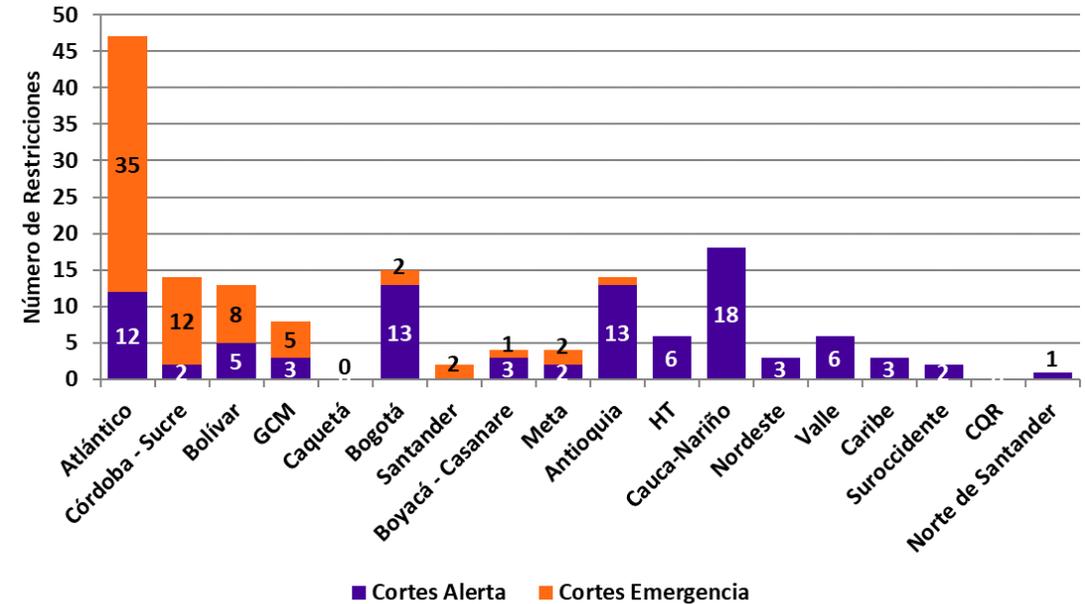
IPOEMP IV 2019

Estado de cortes del SIN



IPOEMP I 2020

Estado de cortes del SIN



Cortes alerta: Ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia (CREG 025-1995).

Cortes Emergencia: Se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o no se puede atender la demanda (CREG 025-1995).

169

Cortes en alerta: 96
Cortes en emergencia: 73

160

Cortes en alerta: 92
Cortes en emergencia: 68

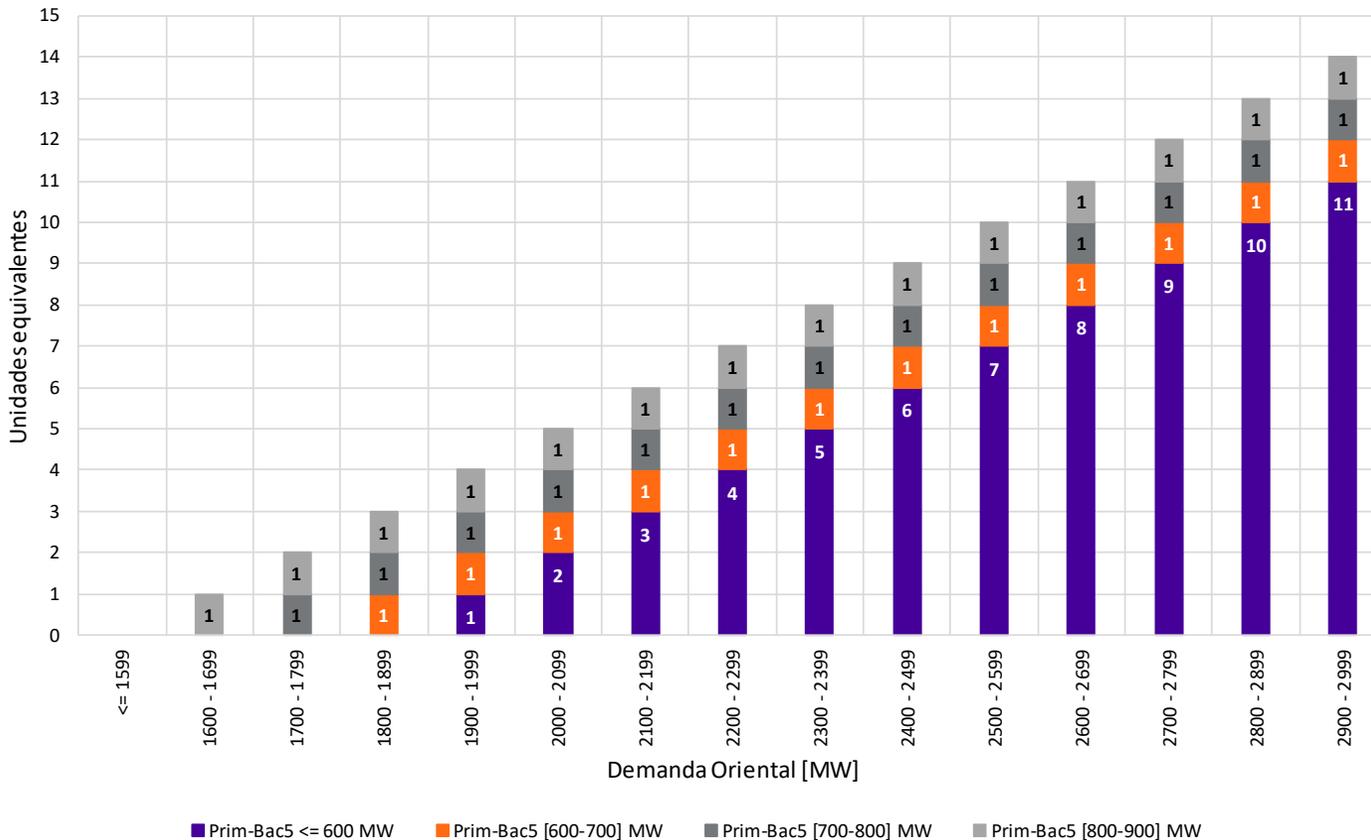
Oriental



Límite de importación y mínimo número de unidades

El límite de importación del área Oriental a través de Primavera – Bacatá 500 kV es de 900 MW, debido a que la contingencia de este circuito ocasiona sobrecargas en Purnio – Noroeste 1 + 2 230 kV y bajas tensiones en la red de 115 kV

Requerimiento Unidades equivalentes vs. Demanda Oriental



En día ordinario se requiere una unidad equivalente adicional entre los periodos 09 al 18

Medida operativa:



Según la demanda del área Oriental y la transferencia de potencia a través del Circuito Primavera – Bacatá 500 kV se define el número de unidades equivalentes requeridas para garantizar seguridad del área en el control de restricciones y cumplir los requerimientos de potencia reactiva

Planta / Unidad	Peso por unidad	Unidades físicas por planta	Unidades equivalentes por planta
Chivor	1	8	8
Darío Valencia	0.5	3	1.5
Guaca	0.6	3	1.8
Guavio 1-4	2	4	8
Guavio 5	0.2	1	0.2
La Miel	0.3	3	0.9
Paraíso	0.6	3	1.8
Zipa 2	0.3	1	0.3
Zipa 3-4-5	0.4	3	1.2
Total Área Oriental			23.7

Restricciones actuales del área Oriental

19 Número de restricciones (red completa)

15 En alerta

13 en Bogotá	2 En Meta
<p>Sobrecargas ante N-1 que pueden ser cubiertas a través de balances de generación, entre ellas se destacan:</p> <ul style="list-style-type: none"> Primavera - Bacatá 500 kV Primavera - Bacatá 500 kV / Purnio - Noroeste – 1 y 2 230 kV <ul style="list-style-type: none"> Primavera - Bacatá 500 kV/ La Guaca 115 - Colegio kV <ul style="list-style-type: none"> Chivor – Guavio 1 y 2 230 kV Guaca – Mesa 1 y 2 230 kV Paraíso – Nueva Esperanza 1 y 2 230 kV <ul style="list-style-type: none"> Guaca – Mesa 1 y 2 230 kV Bacatá - Nva esperanza 500 kV / Bacatá Salitre 115 kV 	<ul style="list-style-type: none"> Sobrecargas Transformadores de Villavicencio: Villavicencio 3 230/115 kV / Villavicencio 1 230/115 kV Sobretensiones ante N-1 en Suria 115 kV

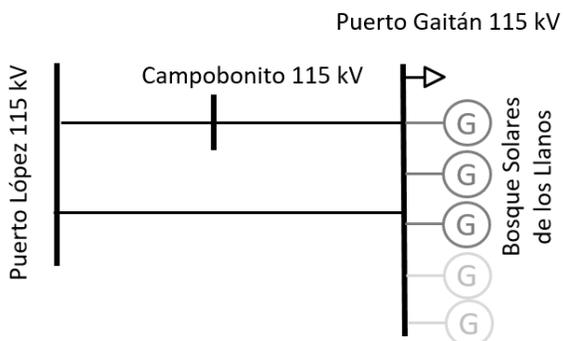
4 En emergencia

2 En Bogotá	2 en Meta
<p>N -1 San José - San Facon 57.5 kV / Tgorgonzola – Gorgonzola 57.5 kV N- 1 Veraguas – TVeraguas 57.5 kV / San José - San Facon 57.5 kV</p>	<ul style="list-style-type: none"> Ocoa – Santa Helena 115 kV (sobrecarga en estado estacionario) N – 1 Villavicencio - Barzal 115 kV / Villavicencio - Ocoa 1 115 kV + Villavicencio - Ocoa 2 115 kV

Proyectos que entran en operación en 2020



Bosques solares de los llanos



- Disminuye importación de la red 115 kV del Meta, mitiga restricciones:
- Villavicencio 1 230/115 kV ante N-1 de Villavicencio 2 o 3 230/115 kV
- Sobrecarga en estado normal de Ocoa – Santa Helena 115 kV.
- Villavicencio – Ocoa 1 y 2 115 kV / Villavicencio – Barzal 115 kV
- Mejora perfil de tensión sub abrea, disminuye requerimiento y uso de BCO's en Puerto Gaitán y Suria 115 kV.
- Bosques Solares E4 y E5 (37.8 MW) ingresan en el año 2021

E1 20 MW (31/05/2020)*

E2 20 MW (02/07/2020)*

E3 20 MW (03/08/2020)*

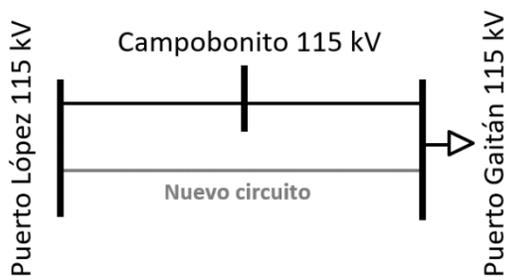
Abril

(31/07/2020)

Junio



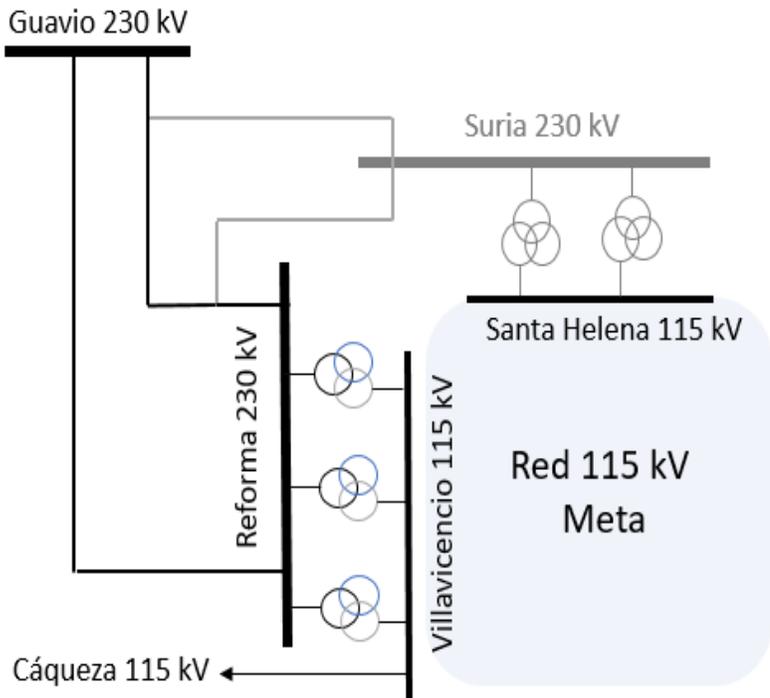
Circuito Puerto López – Puerto Gaitán 115 kV



- Elimina radialidad de Campo Bonito - Puerto Gaitán 115 kV y restricción de alta tensión ante N -1 de Campobonito – Puerto Gaitán 115 kV.
- Aumenta perfil de tensión en Puerto Gaitán 115 kV, disminuye el requerimiento y uso de bancos capacitivos en esta S/E

Proyectos que entran en operación en 2020

Subestación Suria 230 kV y Transformación 300 MVA 230/115 kV



(26/09/2020)*

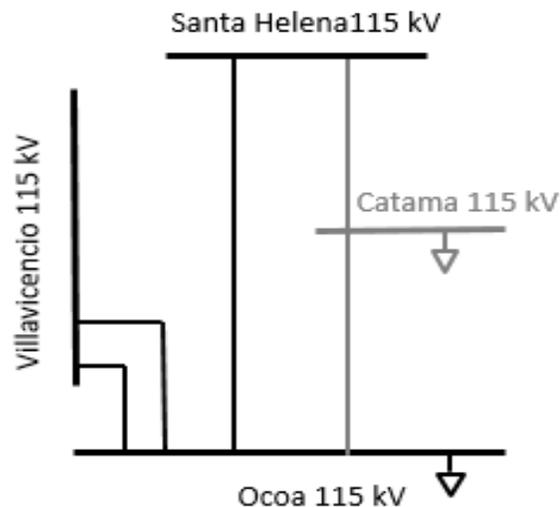


Mejora confiabilidad en atención de demanda del Meta, elimina todas sus restricciones actuales.

Se presenta una nueva restricción:

- Suria – Reforma 230 kV / Santa Helena – Ocoa 115 kV, la cual limita flexibilidad en generación del área Oriental
- La entrada en operación de Catama 115 kV, elimina la restricción.

Subestación Catama 115 kV



(31/05/2021)

En algunos escenarios, se da una nueva restricción:

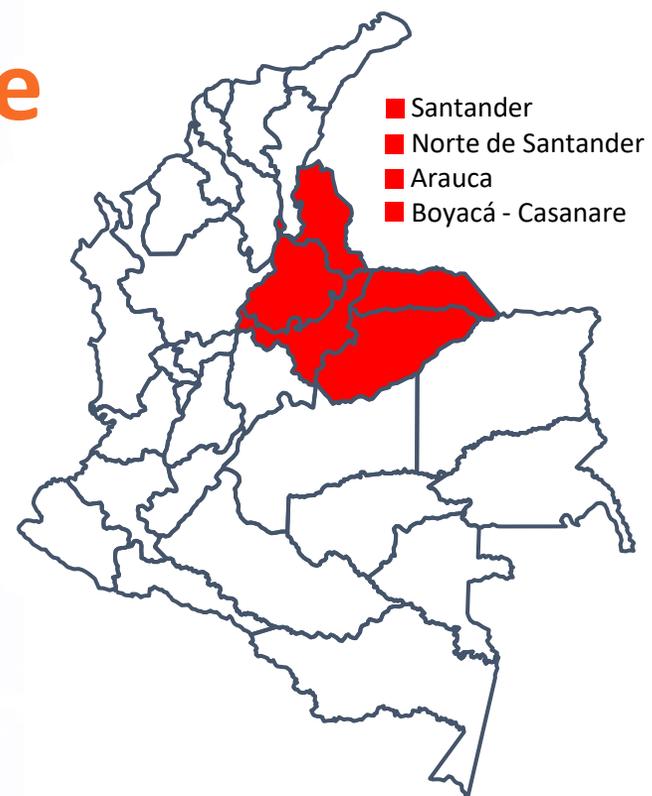
- Santa Helena – Ocoa 115 kV / Santa Helena – Catama 115 kV, la cual limita flexibilidad en generación del área Oriental
- El traslado de carga de Ecopetrol de Ocoa 115 kV a la subestación San Fernando 230 kV (conecta a Reforma 230 kV), mitiga esta restricción

*Última información recibida por parte del promotor en el CND. En proceso de actualización de la FPO.

Julio

Noviembre

Nordeste



Límite de importación y mínimo número de unidades



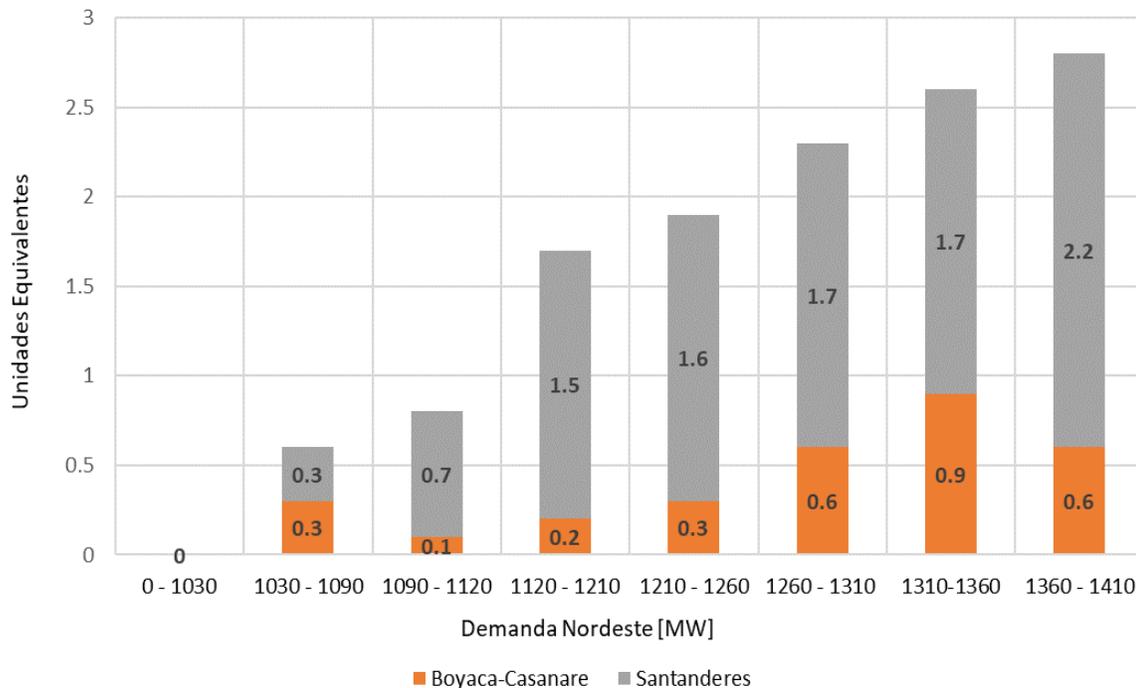
El límite de importación del área Nordeste a través de Primavera - Sogamoso 500 kV es de 1065 MW, debido a que la contingencia de este circuito ocasiona bajas tensiones en la red de 115 kV.

Medida operativa:

Programación de unidades de seguridad para soporte de reactiva y control del límite de importación del área.



Requerimiento de Unidades vs Demanda de Nordeste



Planta	Unidades físicas por planta	Santanderes		Boyacá - Casanare	
		Peso por unidad	Unidades equivalentes por planta	Peso por unidad	Unidades equivalentes por planta
Sogamoso	3	1.5	4.5	0.2	0.6
Tasajero	1	1.5	1.5	0.2	0.2
Tasajero II	1	1.5	1.5	0.2	0.2
Paipa IV	1	0.2	0.2	0.6	0.6
Merilétrica	1	0.5	0.5	0.1	0.1
Paipa 115 kV	3	0.067	0.2	0.2	0.2
Yopal 2	1	0.1	0.1	0.2	0.2
Chivor*	8	0	0	0.067	0.53
		Total Santanderes	8.5	Total Boyacá-Casanare	2.63

Restricciones actuales del área Nordeste

8 Número de restricciones (red completa)

5 En alerta

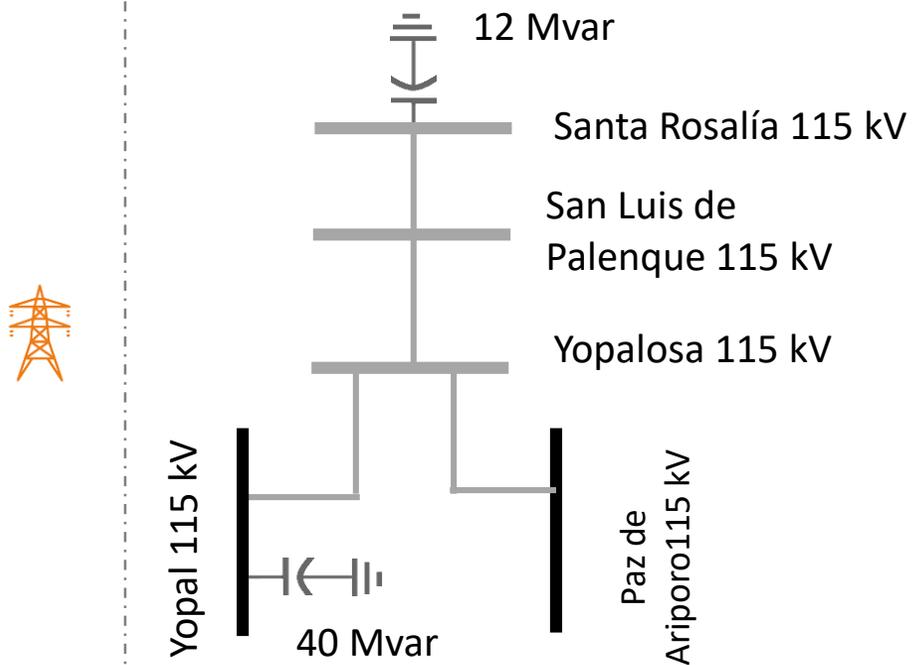
1 en Norte de Santander	4 En Santander y Boyacá-Casanare
Sobretensiones en Tibú 115 kV	<ul style="list-style-type: none"> Sobrecargas ante N-1 que pueden ser cubiertas a través de balances de generación Nueva restricción: Suamox - San Antonio 1 115 kV/San Antonio – Sochagota 115 kV

3 En emergencia

2 En Santander	1 en Boyacá-Casanare
Red 115 kV presenta sobrecargas ante N-1	Subtensiones en Cimitarra 115 kV ante la contingencia de Paipa – Barbosa 1 115 kV

Proyectos que entran en operación en 2020

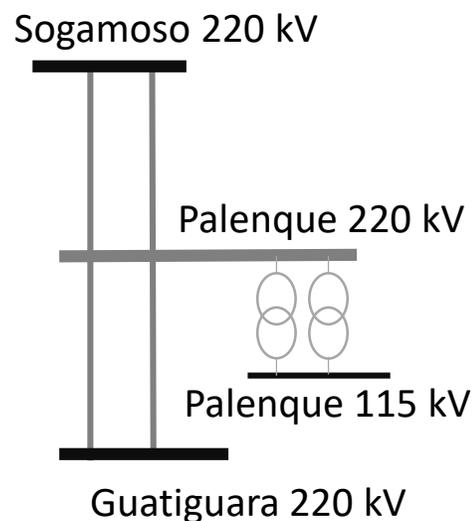
- S/E Yopalosa 115 kV
- S/E San Luis de Palenque 115 kV
- S/E Santa Rosalía 115 kV y BCO 12 Mvar
- Banco capacitivo Yopal 115 kV 40 Mvar



Febrero

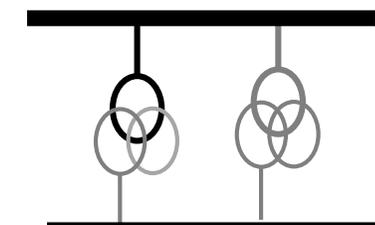
(28/02/2020)*

Subestación Palenque 220 kV



(01/06/2020)*

Transformador 2 Ocaña 500/230 kV



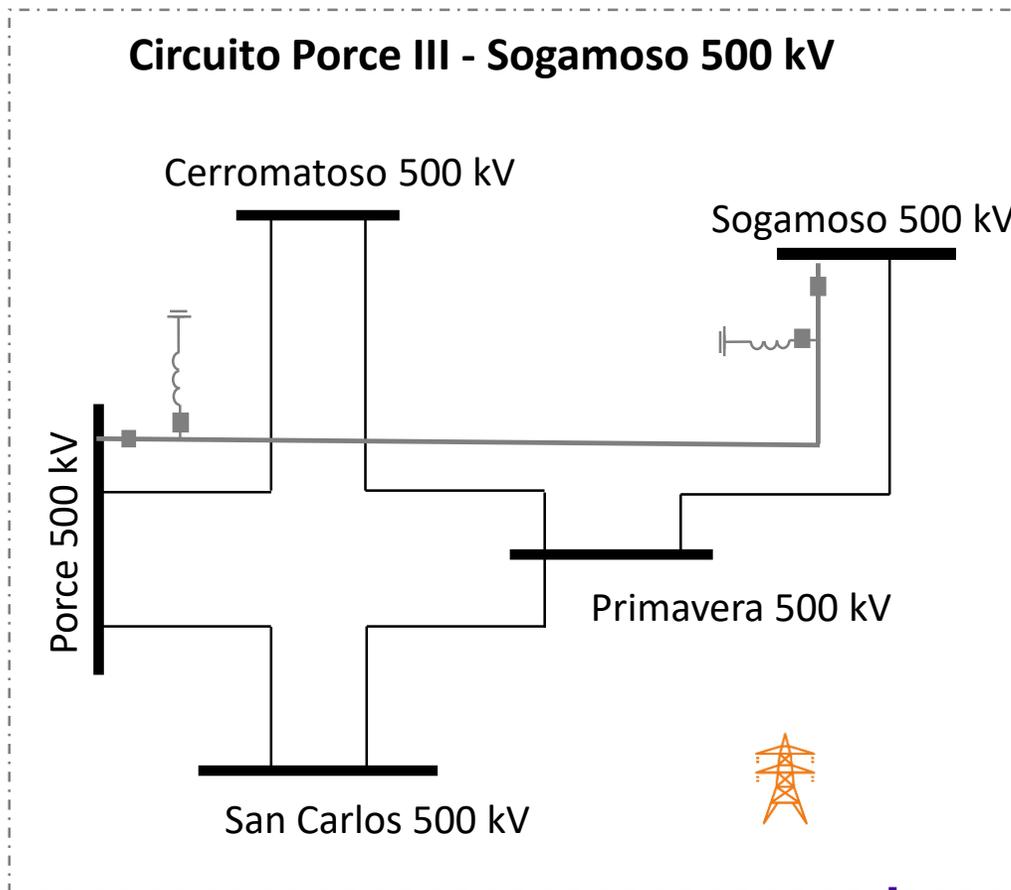
(31/10/2020)*

Junio

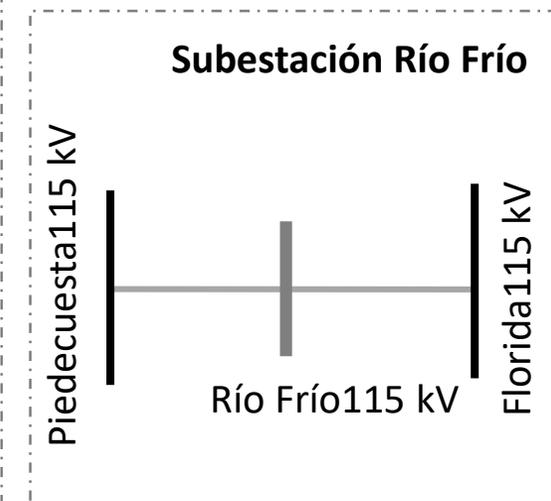
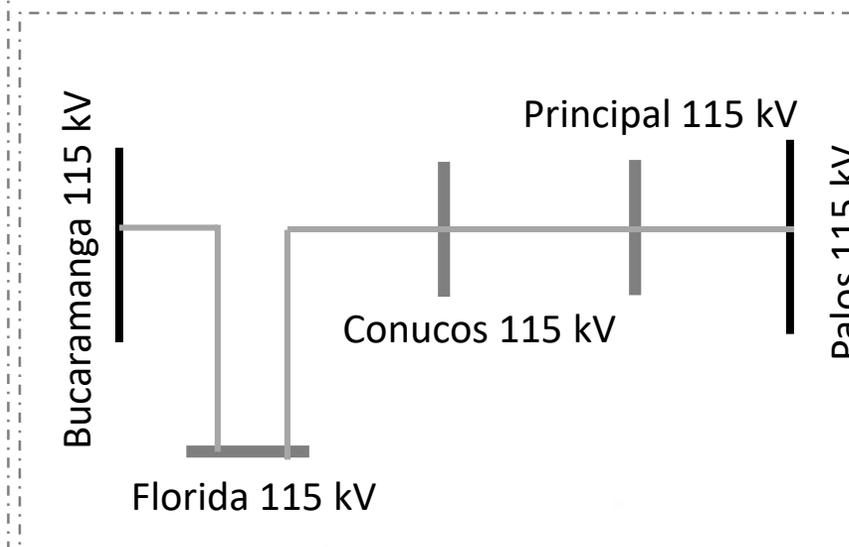
(31/08/2020)*



Proyectos que entran en operación en 2020



- Subestación Principal 115 kV
- Subestación Conucos 115 kV
- Subestación Florida 115 kV
- Reconfiguración de la T de Bucaramanga 115 kV



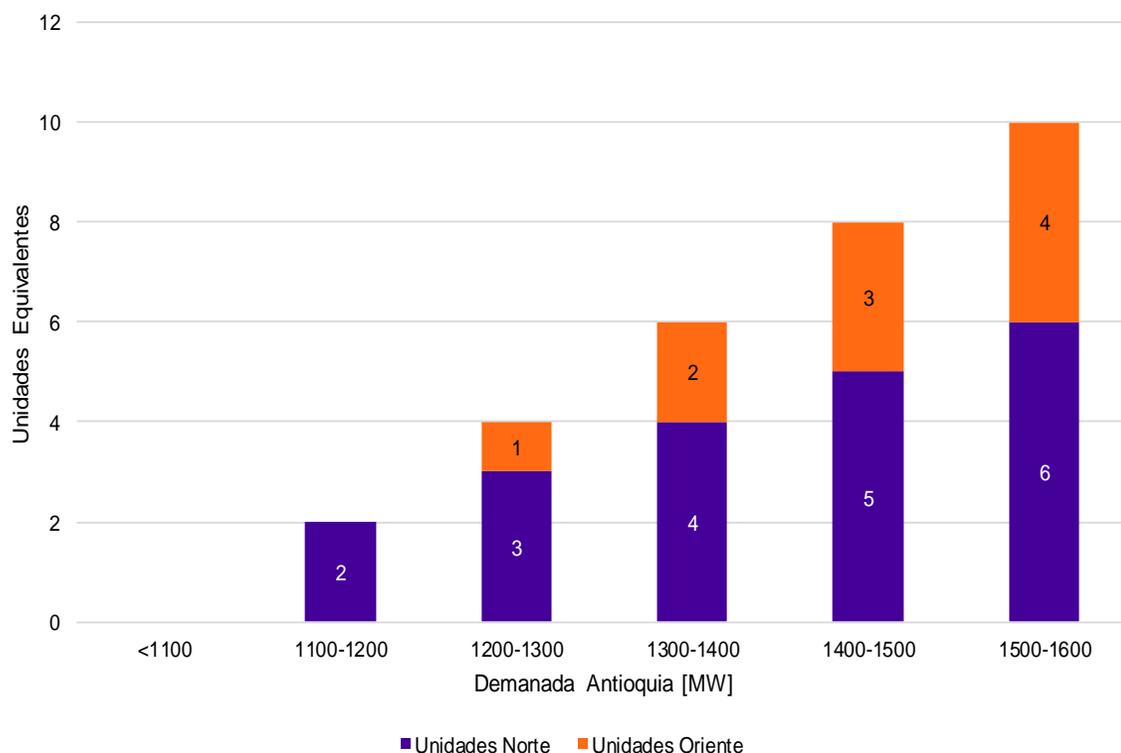
Antioquia



Limite de importación y mínimo número de unidades

Actualmente el área no tiene definido un límite de importación. Sin embargo, en condiciones de alta importación, la contingencia **Porce III – San Carlos 500 kV** podría generar bajas tensiones en los nodos del área.

Requerimiento de Unidades vs Demanda de Antioquia



En los periodos 11 a 17 una unidad adicional en el Oriente y Norte de Antioquia

Planta / Unidad	Zona	Peso por unidad	Unidades físicas por planta	Unidades equivalentes por planta
Guatapé	Oriente	0.8	8	6.4
San Carlos	Oriente	0.8	8	6.4
Jaguas	Oriente	0.7	2	1.4
Playas	Oriente	0.5	3	1.5
Centro	Oriente	0.6	3	1.8
Sierra	Oriente	0.8	3	2.4
Guadalupe IV	Norte	0.5	3	1.5
Guadalupe III	Norte	0.5	6	3
Tasajera	Norte	1	3	3
Porce II	Norte	2	3	6
Total, Área Antioquia				33.4

Restricciones actuales del área Antioquia

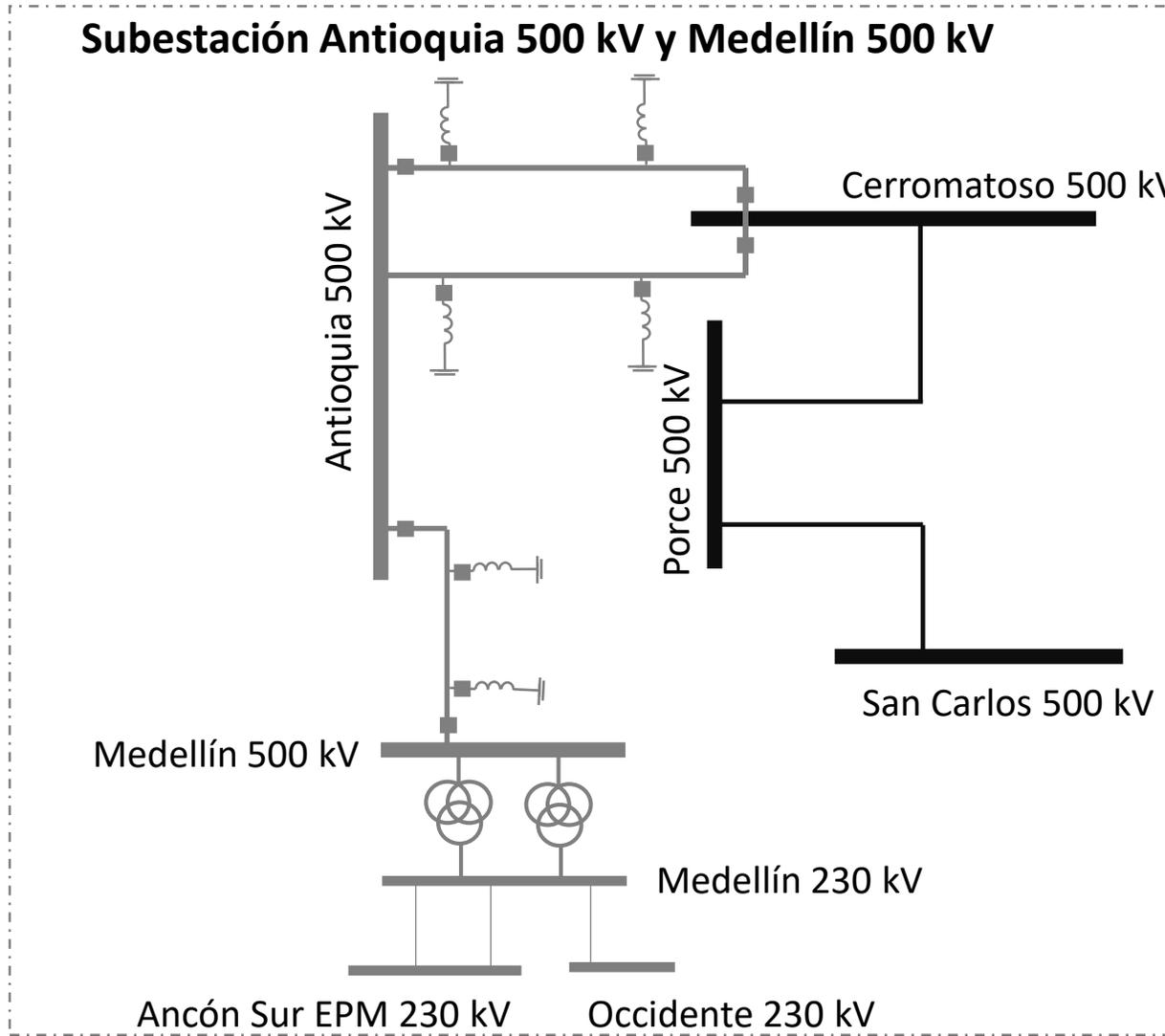
10 Número de restricciones (red completa)

10 En alerta (controlables con generación y consignas operativas)

Alta exportación/importación hacia/desde el área Suroccidente	Desbalances de generación entre las zonas norte y oriente de Antioquia	Alta generación en Antioquia y alta importación de Caribe
Ancón EPM – Ancón ISA 2 220 kV /Ancón EPM – Ancón ISA 1 220 kV	San Carlos – Guatapé 1 220 kV / San Carlos - Guatapé 2 220 kV	San Carlos 2 230/500 kV / San Carlos 3 + 4 230/500 kV San Carlos – Primavera 500 kV/Sierra – San Carlos 220 kV San Carlos – Primavera 500 kV/Jaguas – Malena 220 kV San Carlos – Primavera 500 kV/ Primavera 230/500 kV
Bajas tensiones en la red del departamento del Chocó	Alta importación a Caribe	
N-1 Bolombolo – Barroso 115 kV causa bajas tensiones en Cértegui 115 kV, Istmina 115 kV, Quibdó 115 kV, El Siete 115 kV y Barroso 115 kV	Bajas tensiones en el área ante N-1 de San Carlos – Porce III 500 kV	

0 En emergencia

Proyectos que entran en operación en 2020



- Mitiga 3 y elimina 4 restricciones de Antioquia
- Reduce en 3.5 unidades la programación de generación de seguridad

Septiembre

Suroccidental



Limite de importación y mínimo numero de unidades

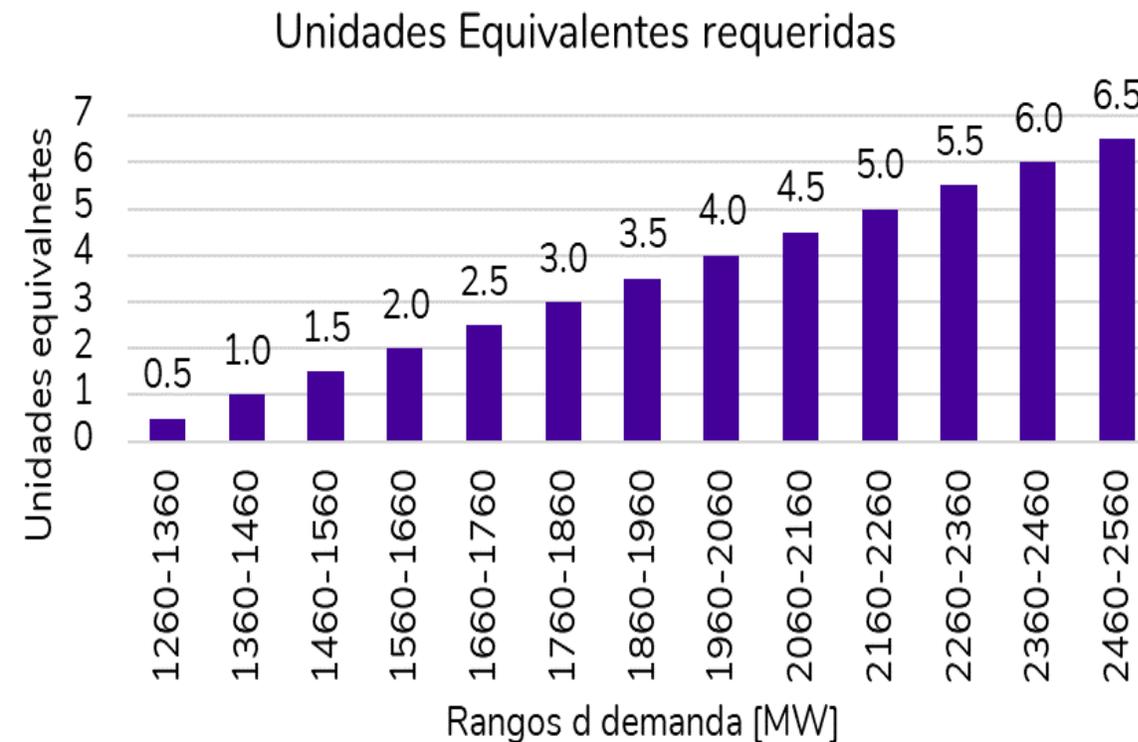
El límite de importación del área suroccidental es de **500 MW a través del circuito San Carlos – Virginia 500 kV**, debido a las sobrecargas de los transformadores San Marcos 500/230 kV y Virginia 500/230 kV ante N-1.



Medida operativa

Según la demanda del área se define el numero de unidades equivalentes por seguridad requerido para garantizar el control de importación y demás restricciones del área, además de cumplir los requerimientos de potencia reactiva y control de tensiones.

Planta	Peso por unidad física	Unidades físicas por planta	Unidades equivalentes por planta
Alto Anchicayá	1.0	3	3.0
Amoyá	0.5	2	1.0
Bajo Anchicayá	0.4	4	1.6
Betania	2.0	3	6.0
Calima	0.5	4	2.0
Cucuana	0.1	2	0.2
Termodorada	0.2	1	0.2
La Miel	0.3	3	0.9
Quimbo	2.0	2	4.0
Salvajina	1.0	3	3.0
San Francisco	0.5	3	1.5
Termoemcali	1.5	2	3.0
Termovalle	1.5	2	3.0
Total unidades equivalentes Área Suroccidental			29.4



para el control de tensiones:

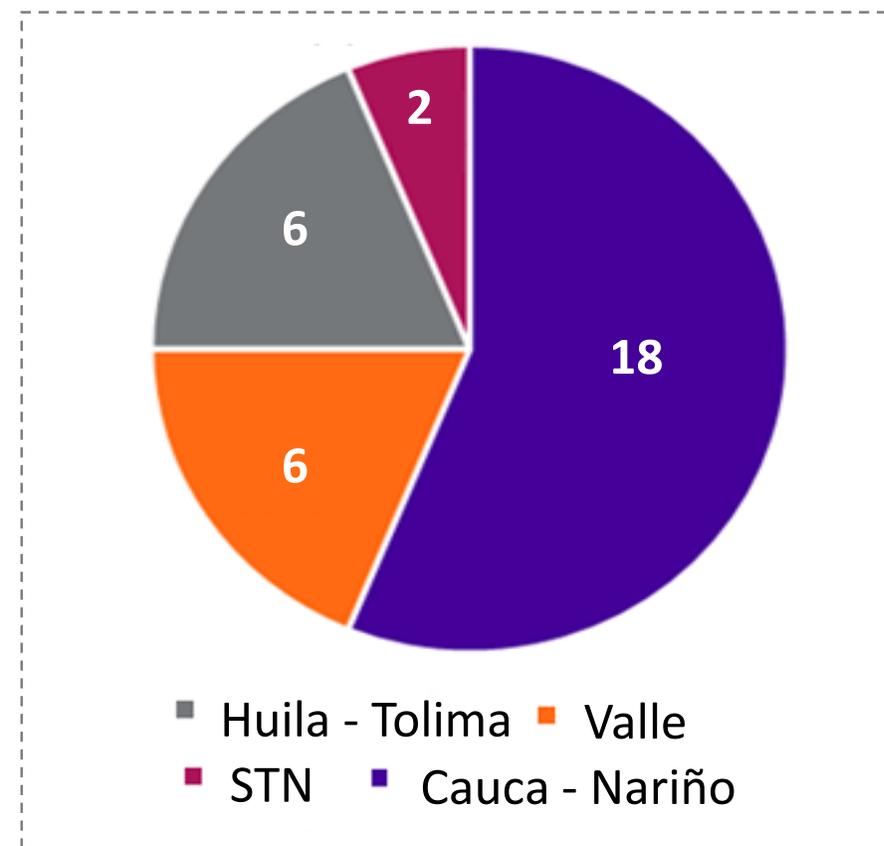
*Periodos 9 y 10 Se requiere adicionar 0,5 unidades equivalentes
Periodos 11 al 18 de Se requiere adicionar 1 unidad equivalente*

Restricciones actuales del área Sur Occidental

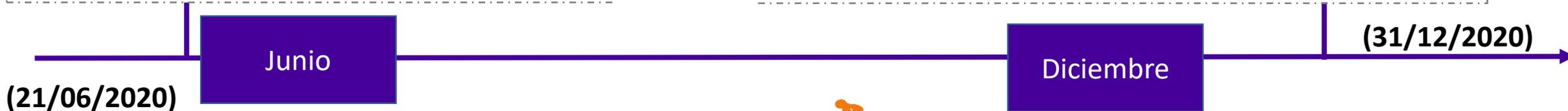
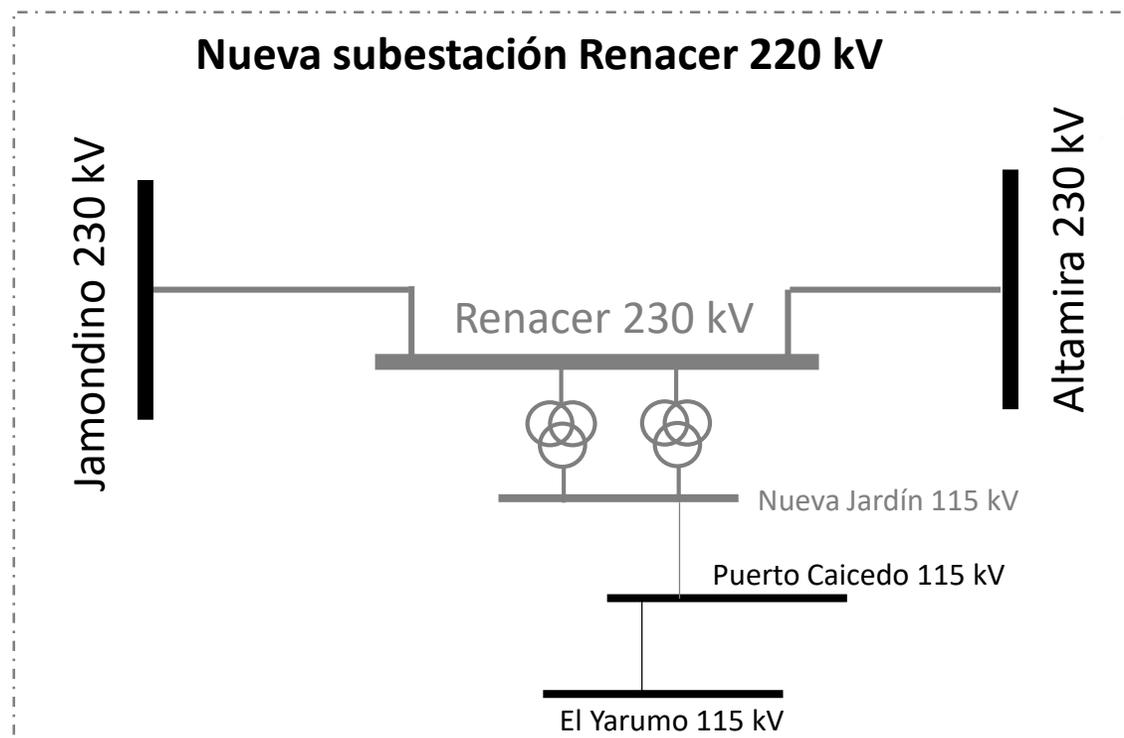
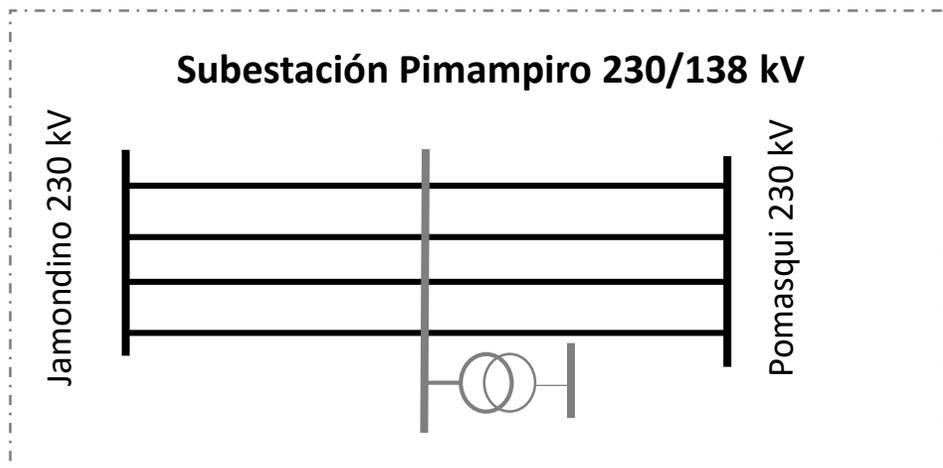
32 Número de restricciones

32 En alerta

0 En emergencia



Proyectos que entran en operación en 2020



- Cogenerador INCAUCA Cabaña (Páez)(T) – 60 MW
- Generación fotovoltaica CSF Cartago (S) – 99 MW
- Generación fotovoltaica CSF San Felipe (S) – 90 MW

Restricciones Aumento CEN de Termovalle de 200 a 241.75 MW

Conclusiones

Supeditado a Reconfiguración Termoyumbo 115 kV y Reconfiguración Guachal 115 kV, para mitigar los niveles de cortocircuito subestaciones.

Demanda

La demanda tiene impacto directo en las restricciones Guachal - Yumbo y Yumbo-San Luis. Al considerar demanda a partir de históricos de 2019/12 se encontró que la criticidad de las restricciones es mayor.

Generación

Las restricciones encontradas y los techos de generación asociados se evidenciaron en escenarios de alta generación térmica y baja generación hidráulica al interior del área. Estos escenarios son coherentes con los presentados en el Niño 2015-2016.

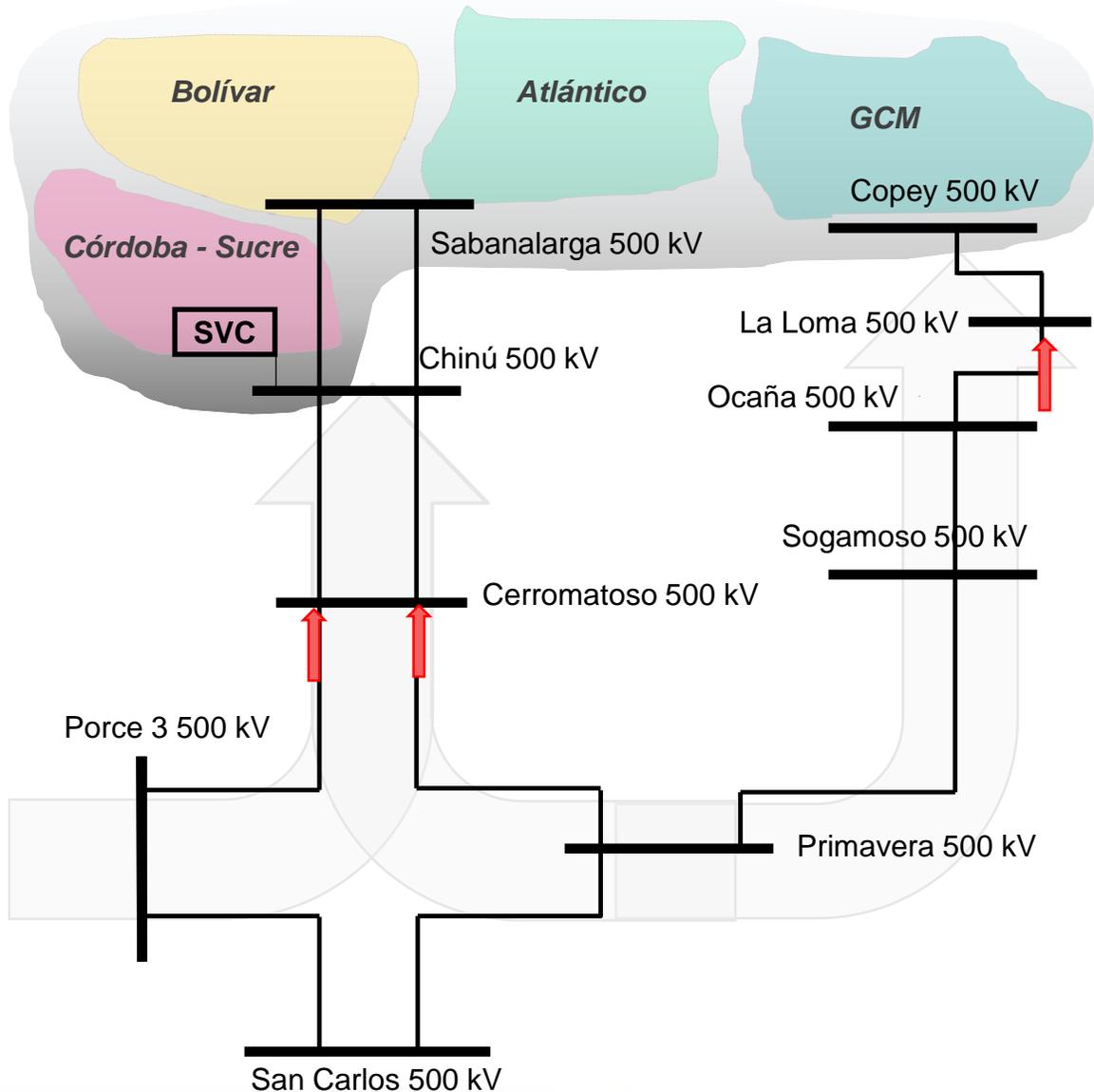
Solución operativa

Se encontró una solución operativa que elimina los techos de generación térmica en el Valle ante las contingencias mencionadas, mientras se define la expansión del área. No obstante, se resalta que existe una alta dependencia de las restricciones y medidas operativas requeridas respecto a la demanda.

Caribe



Condición Actual STN Caribe



Importación Caribe

Porce III – Cerro + Primavera – Cerro + Ocaña - La Loma 500 kV = **1500 MW**

Importación Caribe 2

Chinú – Sabana 1 y 2 500 kV + Ocaña – La Loma 500 kV = **1100 – 1300 MW**
Según escenario demanda generación y soporte N-1 La Loma – Copey 500 kV

Importación GCM

Sabana - Fundación 1,2,3 220 kV + Copey 1 y 2 500/220 kV = **580 MW**

Los límites implementados permiten garantizar cumplimiento de criterios eléctricos y operativos

Medida operativa

Según la demanda del área se define el número de unidades equivalentes por seguridad requerido para garantizar el control de importación y demás restricciones del área, además de cumplir los requerimientos de potencia reactiva y control de tensiones en estado normal de operación y ante la contingencia N-1 de Ocaña-La Loma-Copey 500 kV



Condición actual STN Caribe

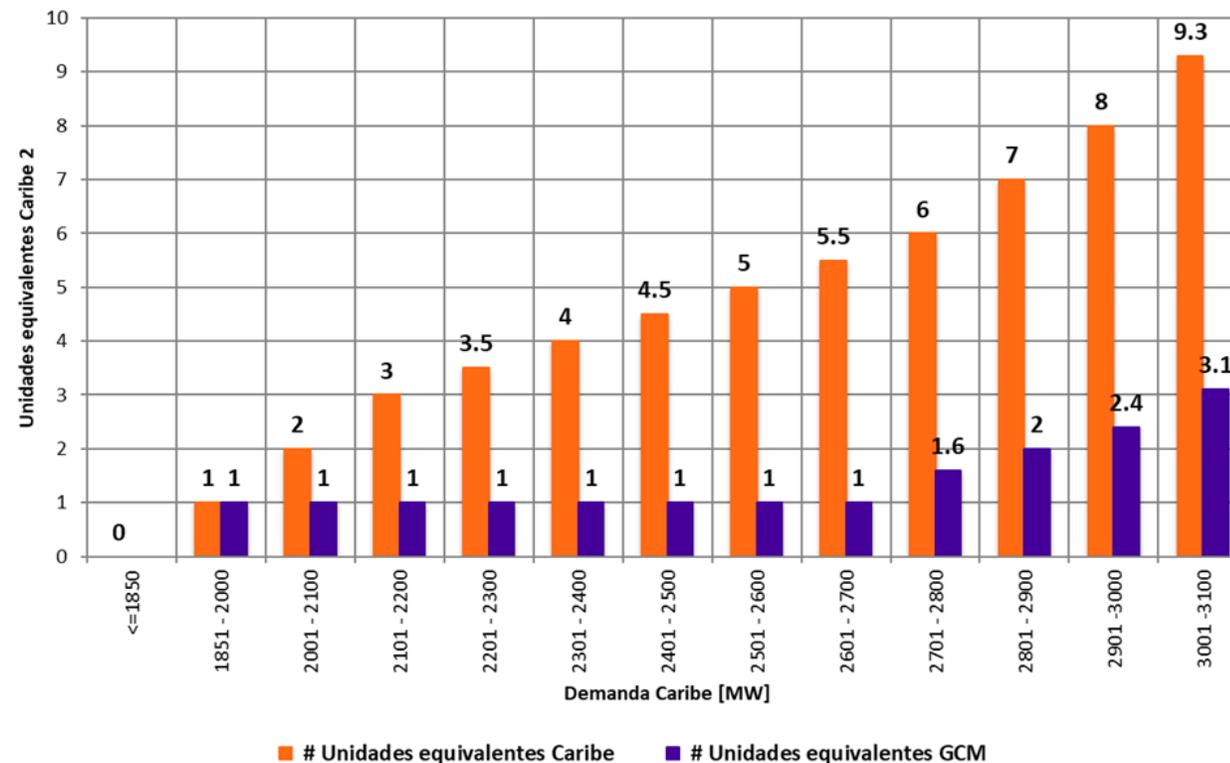
Pesos unidades para GCM

Planta	Unidades físicas por planta	Peso por unidad para soporte de tensión en GCM	Unidades equivalentes por planta para soporte de tensión en GCM
Guajira	2	1	2
Candelaria	2	0.8	1.6
Cartagena	3	0.3	0.9
Proeléctrica	2	0.3	0.6
Termonorte*	10	0.04	0.4
Total			5.5

Pesos unidades para Caribe

Planta	Unidades físicas por planta	Peso por unidad	Unidades equivalentes por planta
Guajira	2	1	2
Tebsa	7	1	7
Barranquilla	2	0.4	0.8
Flores 1	2	0.5	1
Flores 4	3	1	3
Candelaria	2	1	2
Cartagena	3	0.3	0.9
Proeléctrica	2	0.3	0.6
Termonorte*	10	0.02	0.2
Total			17.5

Demanda Caribe vs Unidades

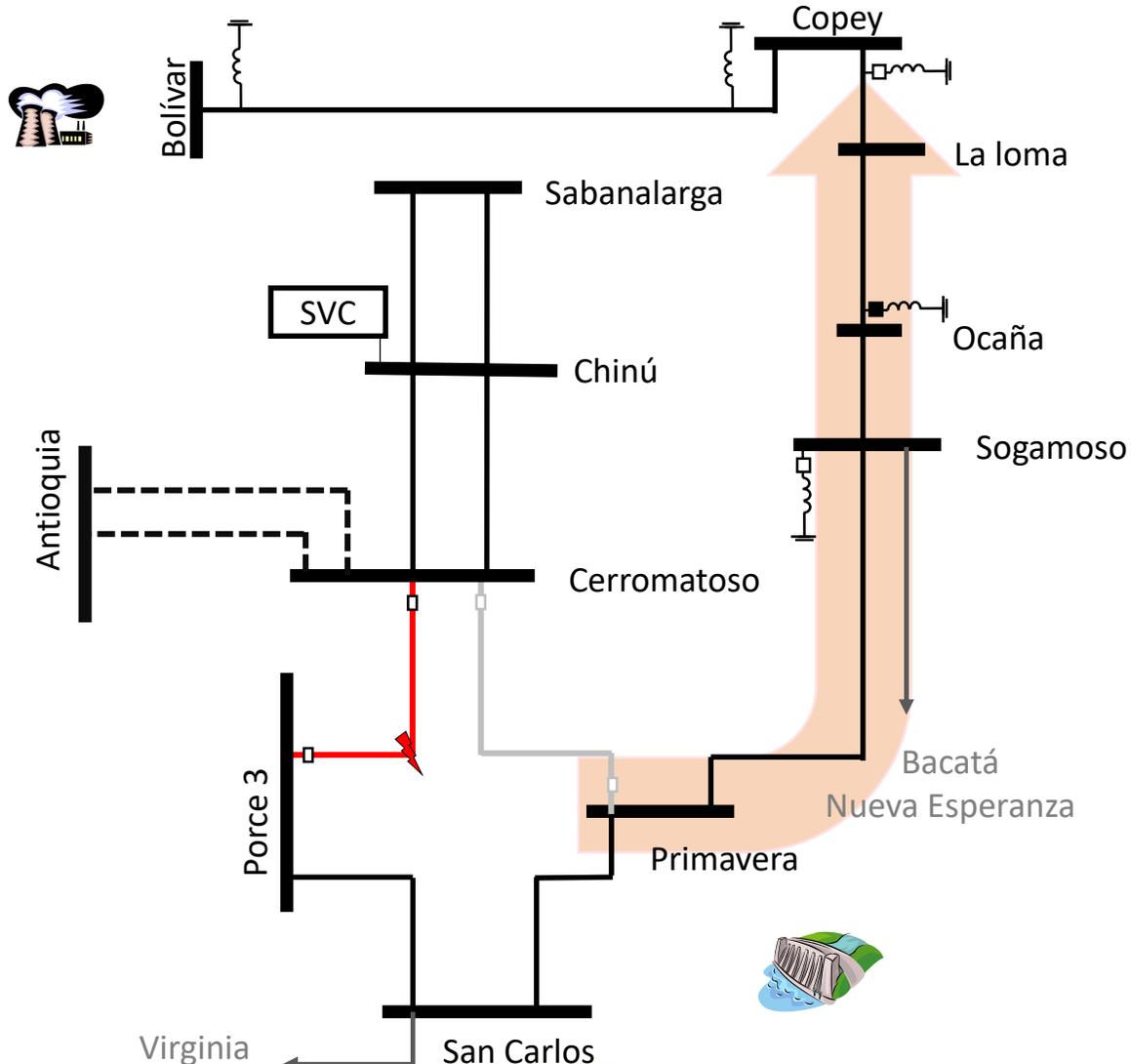


- Entre los periodos 8 y 17 se requiere de 1,5 unidades equivalentes adicionales en Caribe 2, y en los periodos 7 y 18 de una unidad.
- Entre los periodos 14 y 16 s3e requiere una unidad equivalente adicional en GCM



Ante indisponibilidad del SVC de Chinú se requieren 3 unidades equivalentes adicionales

Valor seguro de importación ante indisponibilidad en 500 kV



Con el cambio de ajustes a la protección de sobre tensión en Copey a Bolívar 500 kV

- **Umbral 1: 526.8 kV (temporizado 5 segundos)**

Permite operar en condiciones seguras de tensión en GCM ante la N-1 de Bolívar 500/220 kV, la cual podía causar eventos de sobre tensión en Copey 500 kV.

El valor seguro de importación ante la N-1 de Primavera – Cerromatoso 500 kV o Porce III – Cerromatoso 500 kV, considerando la indisponibilidad del otro circuito respectivamente, pasa de 800 MW a 850 MW

Indisponibilidad	Contingencia N-1 Crítica	Valor seguro de importación
Primavera – Cerromatoso 500 kV	Porce III – Cerromatoso 500 kV	850 MW
Porce III – Cerromatoso 500 kV	Primavera – Cerromatoso 500 kV	850 MW

Restricciones sub área Atlántico

47	Número de restricciones	<i>Requerimiento de Mvar para evitar bajas tensiones en estado normal de operación y ante N-1 de Ocaña-La Loma-Copey 500 kV en demanda máxima y media.</i>
12	En alerta	<i>Agotamiento capacidad de transformación en Flores y Tebsa 220/110kV</i> <i>Agotamiento capacidad de transporte de la red a 110 kV y 34.5 kV entre Tebsa y Flores</i>
35	En emergencia	<i>Agotamiento capacidad de cortocircuito: subestación Termoflores 110 kV Nivel de cortocircuito de Tebsa 220 kV, Tebsa 110 kV y Sabana 220 kV está cercano a la capacidad de las subestaciones.</i>

Restricciones sub área Bolívar

12	Número de restricciones	<i>Agotamiento de la capacidad de transporte de la red a 66 kV en estado normal de operación y ante contingencias sencillas.</i>
5	En alerta	<i>Agotamiento en transformación de Ternera 220/110 kV y bajas tensiones en El Carmen 110/66 kV y aguas abajo ante contingencias sencillas en Córdoba-Sucre, con la S/E en anillo Toluviejo 110 kV operando cerrada.</i>
7	En emergencia	

Restricciones sub Córdoba-Sucre



14

Número de restricciones

2

En alerta

12

En emergencia

Agotamiento de la red a 110 kV entre Chinú y Tolviejo ante contingencia N-1

Agotamiento capacidad de transformación de Chinú 500/110 kV ante contingencia N -1

Baja tensión en Boston, Sierra Flor, Tolviejo y El Carmen a 110 kV ante contingencia N -1

Bajas tensiones en Mompox 110 kV en estado normal de operación.

Bajas tensiones en Río Sinú 110 kV ante contingencia Nueva Montería – Río Sinú 110 kV

Alta tensión en las subestaciones Urrá 110 kV y Tierra Alta 110 kV ante N-1 del enlace Río Sinú – Tierra Alta 110 kV.

Restricciones sub área GCM

8

Número de restricciones

3

En alerta

5

En emergencia

Baja tensión en La Jagua 110 kV ante N-1 de un circuito Copey – La Loma – Ocaña 500 kV

Sobrecarga Fundación – Copey 220 kV ante N-1 Bolívar 230/500 kV o Bolívar - Copey 500 kV

Sobrecarga de Copey – Valledupar 1 220 kV ante N-1 Copey – Valledupar 2 220 kV

Agotamiento capacidad de transformación de Valledupar 220/110kV ante contingencia N - 1

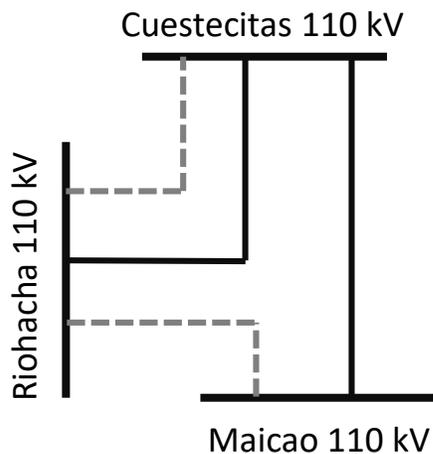
Sobrecarga en estado normal de operación del transformador Valledupar 1 220/34.5/13.8 kV

Sobre por N-1: Valledupar – Guatapurí 1 34.5kV / Valledupar – Guatapurí 2 34.5kV

Proyectos que entran en operación en 2020

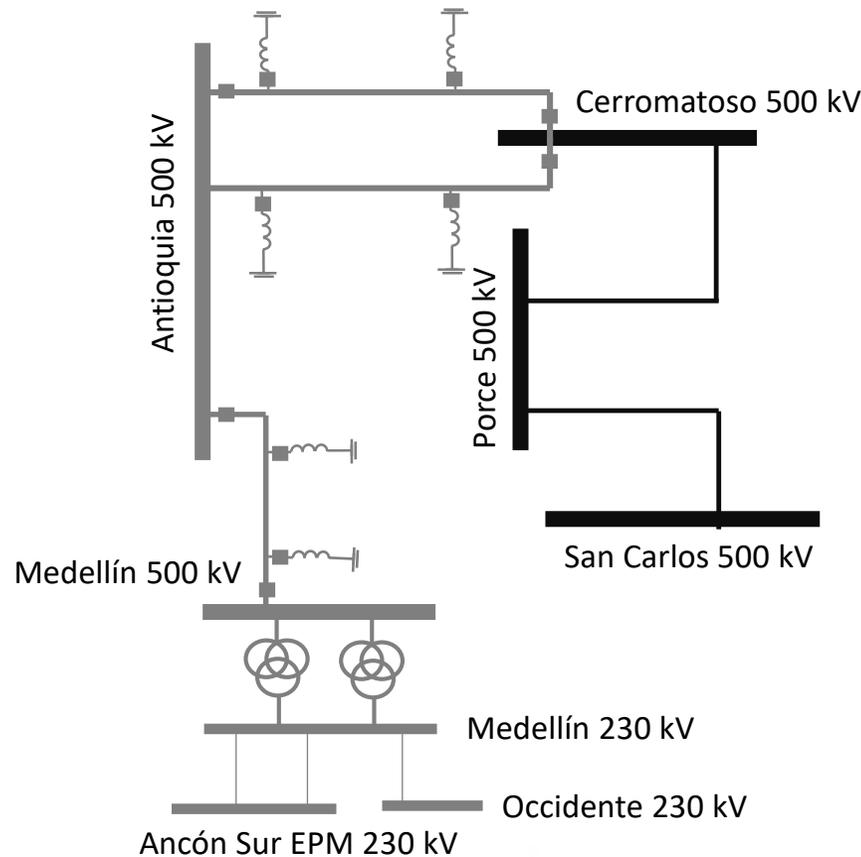


Líneas Riohacha – Maicao 110 kV y Riohacha – Cuestecitas 110kV



(30/07/2020)

Subestación Antioquia 500 kV y Medellín 500 kV



Aumento intercambio caribe a 1650 MW

2020

(01/12/2020)

Generación fotovoltaica
El Paso 67 MW



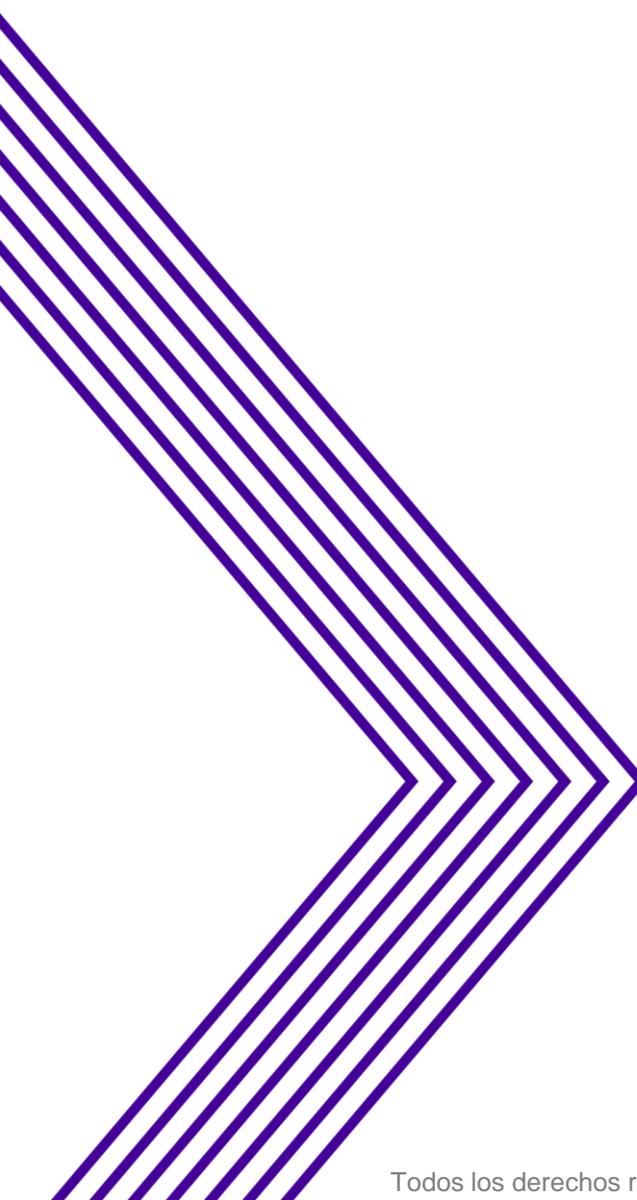
(09/2020)

Compensación Mompox
2 x 8 Mvar

(12/2020)*

Segundo Circuito
Chinú – Boston 110 kV



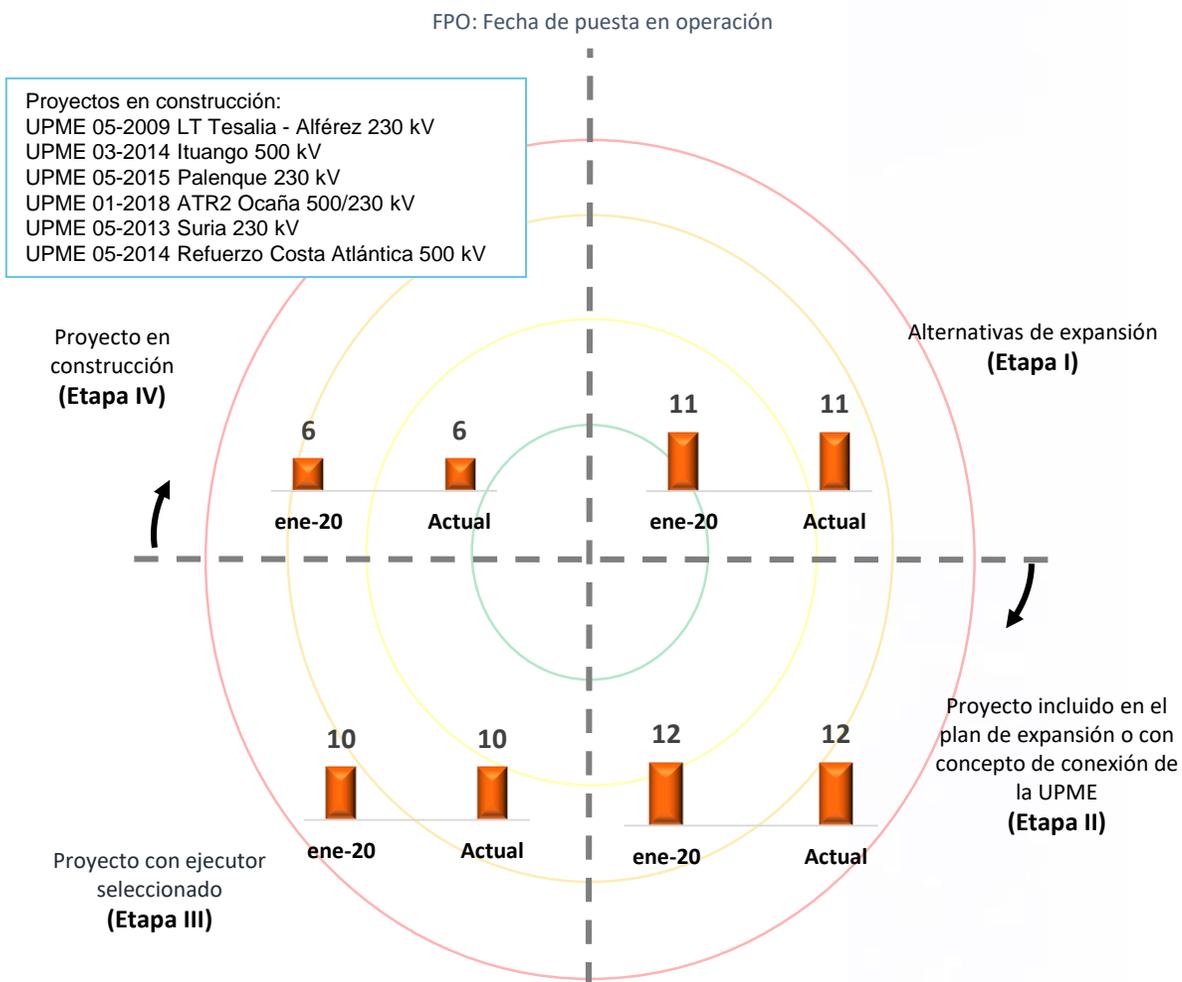


Seguimiento a proyectos – Acuerdo CNO 696



Proyectos por convocatoria STN

Etapas



¿Cuántos proyectos por convocatoria STN se tienen actualmente?

28

El atraso de expansión a nivel de STN, hace que se siga necesitando programar generación de seguridad para cubrir restricciones a nivel de STN.

Proyectos por convocatoria STN

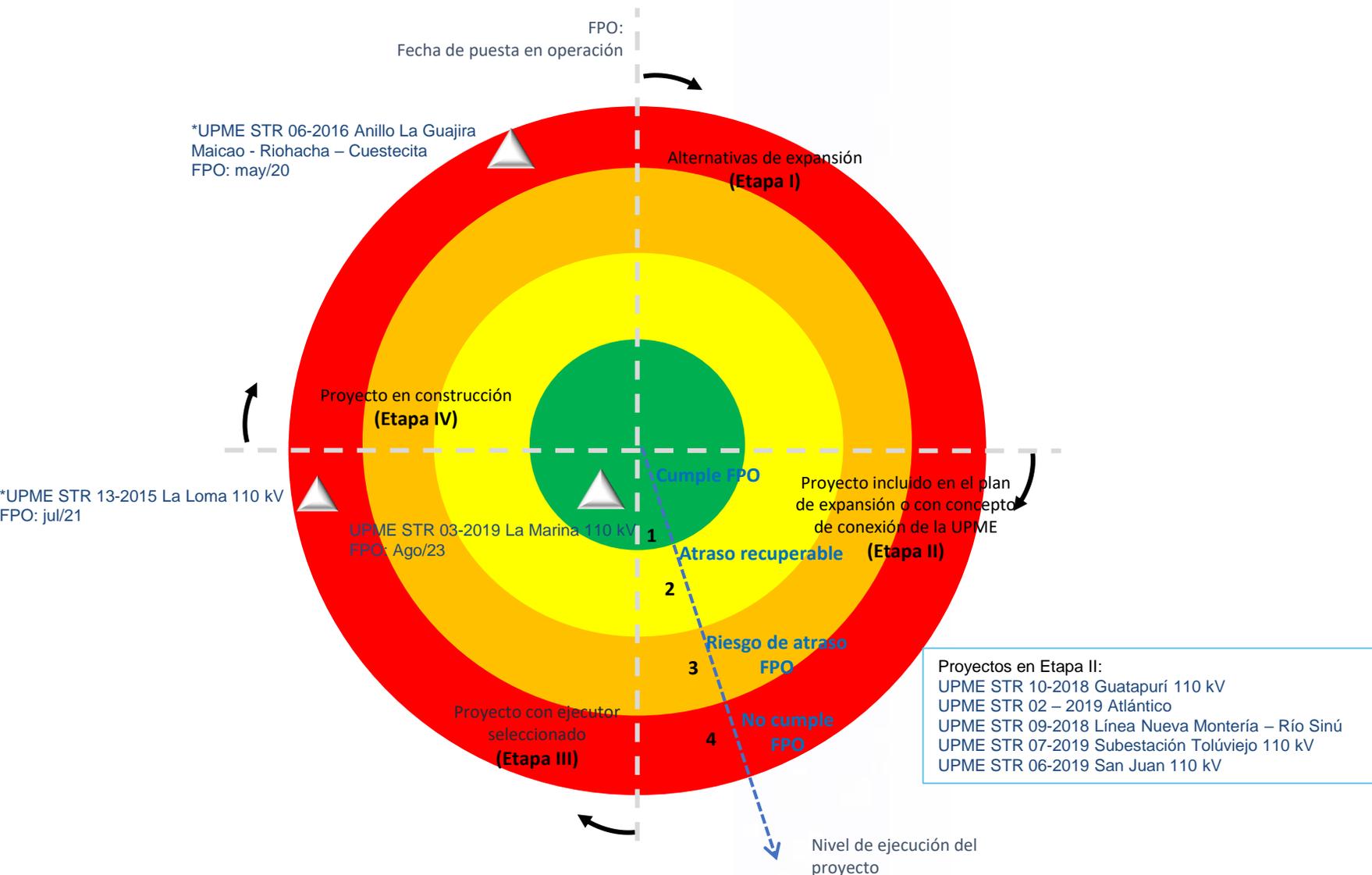


Niveles

Convocatorias	Proyecto	Nivel	FPO DSI	FPO anterior <i>prevista por el ejecutor</i>	FPO Actual <i>prevista por el ejecutor</i>
UPME 05-2009	Tesalia (Etapa II)	4	31/08/2014	30/04/2021	31/03/2021 ↓
UPME 03-2014	S/E Antioquia 500 kV y S/E Medellín y activos asociados	4	31/08/2018	30/09/2020	31/10/2020 ↑
UPME 03-2010	Chivor II	4	31/10/2015	31/12/2021	28/02/2022 ↑
UPME 01-2013	Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza	4	30/09/2017	31/12/2021	28/02/2022 ↑
UPME 05-2013	Suria 230 kV	4	30/11/2016	30/07/2020	30/09/2020 ↑
UPME 04-2014	Refuerzo Suroccidente 500 kV: Medellín – La Virginia	4	30/09/2018	30/05/2021	30/06/2022 ↑
	Refuerzo Suroccidente 500 kV: Alférez – San Marcos			30/05/2021	30/03/2021 ↓
	Refuerzo Suroccidente 500 kV: La Virginia – Alférez			30/05/2021	Incierto
UPME 05-2014	Refuerzo Costa Atlántica 500 kV	4	30/09/2018	30/03/2021	31/03/2021
UPME 05-2015	Palenque 230 kV	4	30/11/2017	30/06/2020	30/09/2020 ↑
UPME 07-2016	Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	4	30/11/2021	31/12/2022	30/04/2023 ↑
UPME 09-2016	Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	3	30/11/2020	30/05/2021	31/12/2021 ↑
UPME 06 - 2017	Subestación Colectora 500 kV	3	30/11/2022	30/11/2022	30/01/2024 ↑

Proyectos que presentan retrasos en la FPO (Etapas 2, 3 y 4)

Proyectos del STR por convocatoria



¿Cuántos proyectos por convocatoria STR se tienen actualmente?

8

El atraso de expansión a nivel de STR, hace que se siga necesitando programar generación de seguridad para cubrir restricciones a nivel de STR.

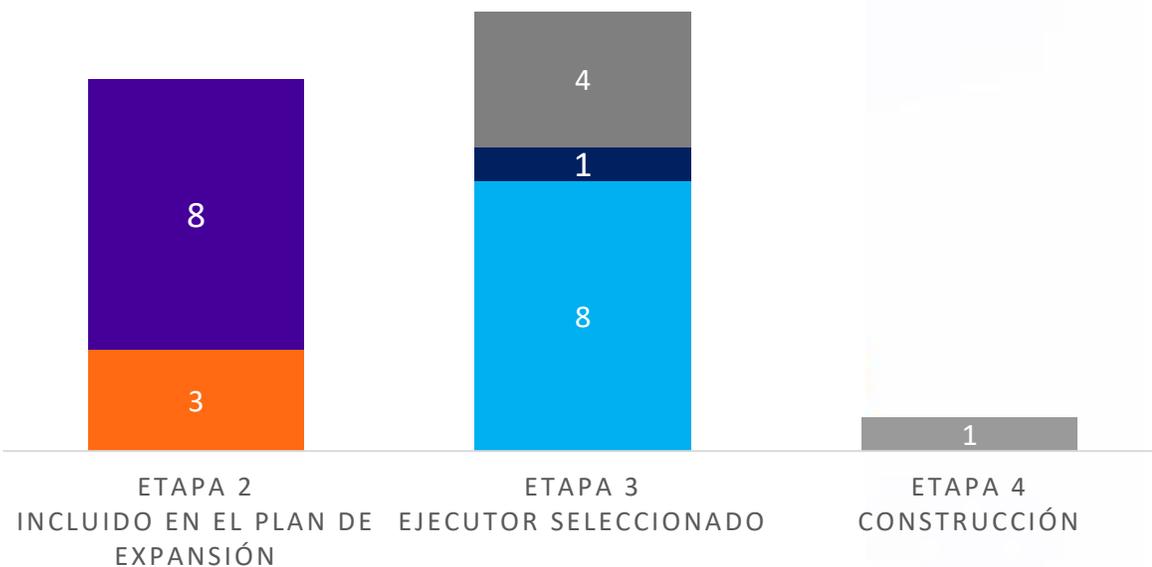
Esta condición no permite que los proyectos de expansión definidos tengan la efectividad planeada debido al crecimiento de la demanda.

* Se suscribieron actividades en campo como medidas preventivas de contagio de COVID-19.

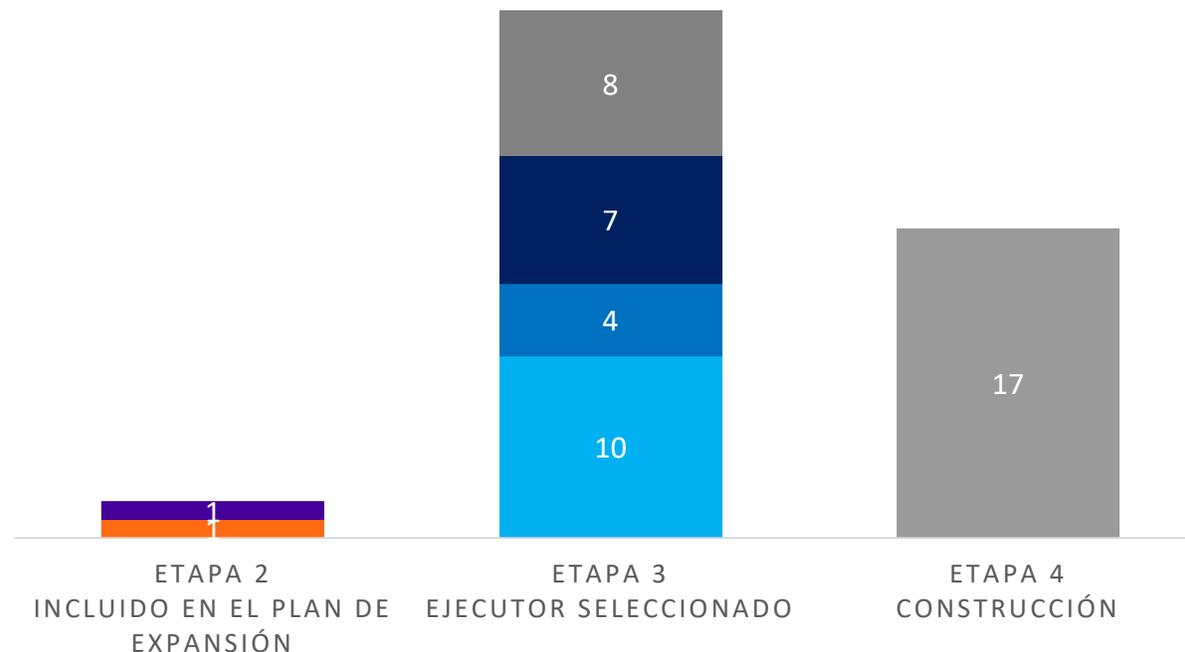
Proyectos del STR

PROYECTOS STR EN CRONOGRAMA POR ETAPA:

25



PROYECTOS STR RETRASADOS POR ETAPA: 48

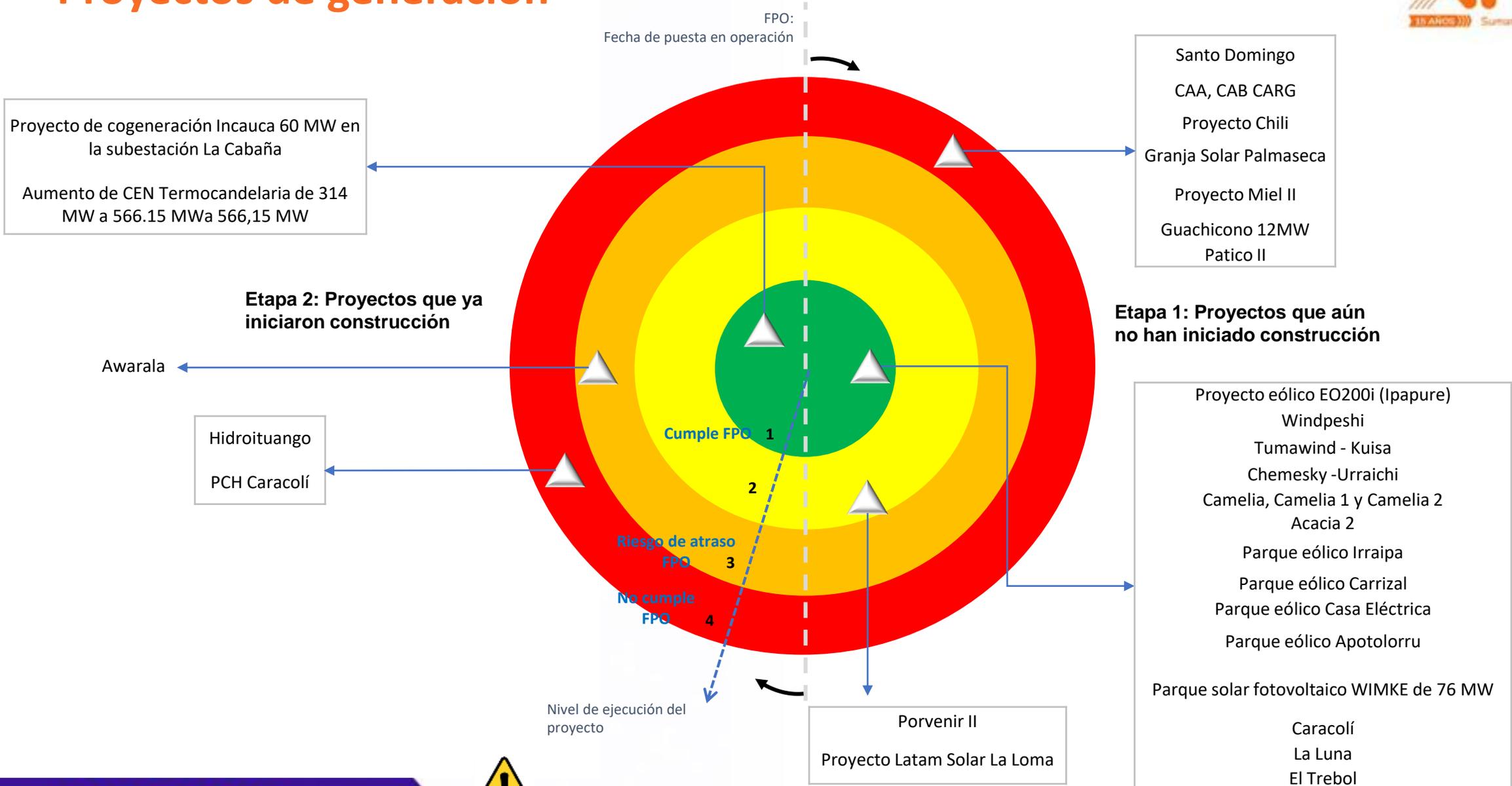


¿A cuántos proyectos del STR se les hace seguimiento? **73**

- 2.1.a. Estructuración de pliegos
- 2.2. Pendiente manifestación de interés
- 3.2. E.P: Estudios previos
- 3.2. P.D: Período de diseño
- 3.2. G.S: Gestión de suministro
- 3.3. Trámites de licenciamiento ambiental y/o permisos

El retraso de los proyectos implica sobrecostos en la operación e implementación de medidas operativas para evitar desconexiones grandes de demanda.

Proyectos de generación



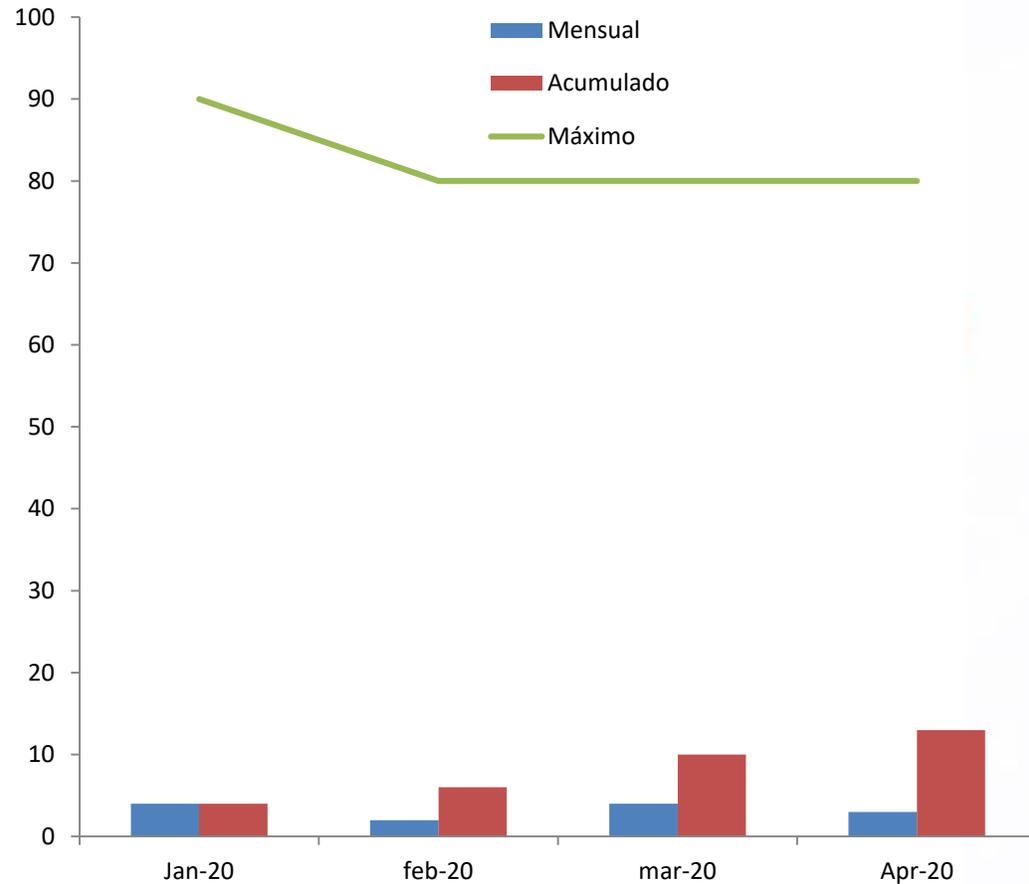
Varios

Indicadores de Operación

Eventos transitorios de frecuencia



FRECUENCIA TRANSITORIO

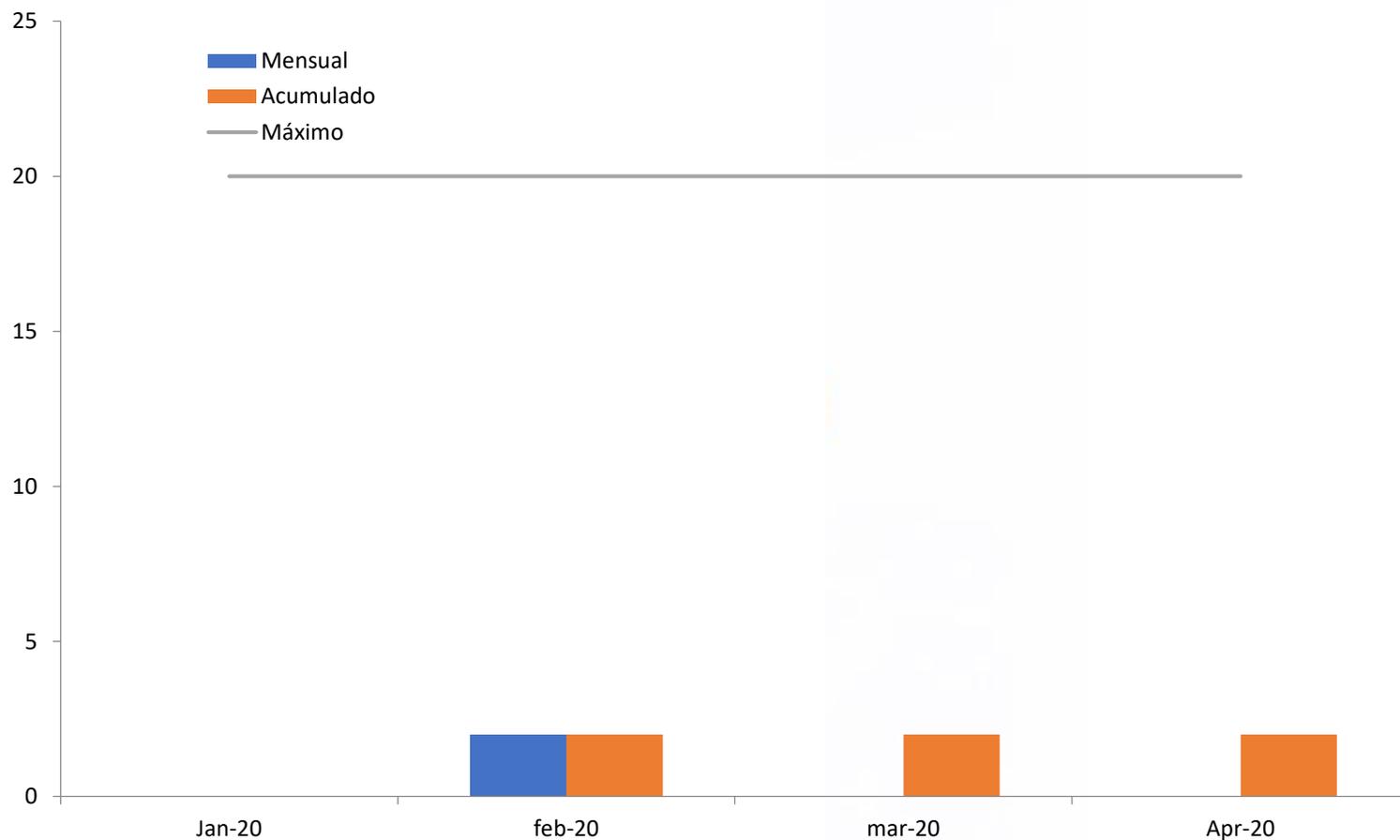


Fecha	Duración	Frecuencia	Tipo	Descripción	EDAC
7/04/2020 12:36	6	60,24	Transitorio	Disparo de los 4 circuitos JAMONDINO - POMASQUI 230 KV por evento en ECUADOR. Adicionalmente actúa la primera etapa del EDAC, la frecuencia al momento del evento alcanza un valor de 60.24 Hz y luego, a los 5 segundos por actuación del ESA, desciende a un valor de 59.39Hz	VERDADERO
10/04/2020 21:02	26	59,54	Transitorio	Entre las 21:02 y 21:04 horas, se presenta oscilación de frecuencia en el SIN ocasionando varias incursiones de frecuencia por debajo de 59.80 Hz, el valor mínimo alcanzado fue de 59.54 Hz y no se presentó actuación del EDAC, esto fue debido al disparo de la planta de generación Guatapé con 480 MW. El agente reporta el cierre de la válvula mariposa en las dos etapas de la planta.	FALSO
17/04/2020 7:15	4	59,77	Transitorio	Disparo de la unidad de generación GECELCA 3 con 160 MW. El agente reporta fuga en tubería de caldera.	FALSO

Durante el mes de Abril de 2020 se presentaron 3 eventos de frecuencia transitoria en el sistema.

Eventos de tensión fuera de rango

TENSIÓN

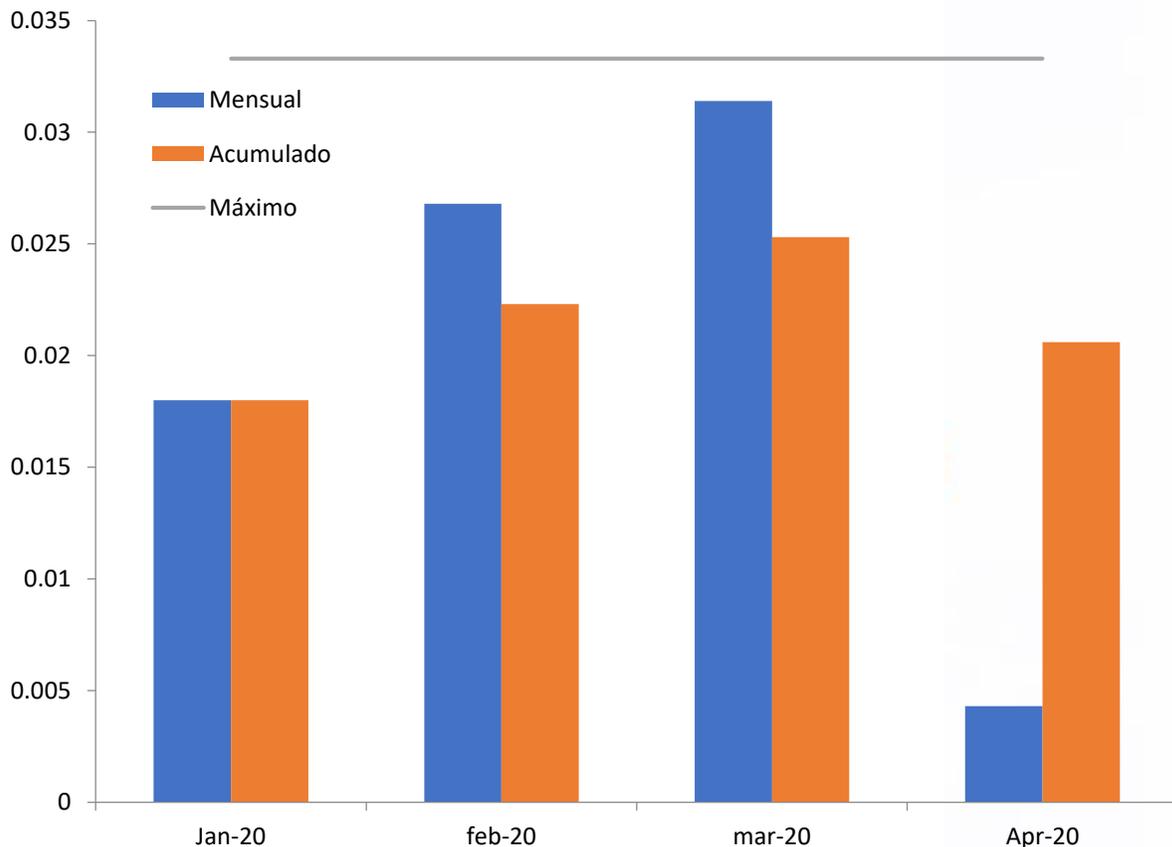


Durante el mes de Abril de 2020 no se presentaron eventos de tensión

Porcentaje de DNA Programada



DNA PROGRAMADA



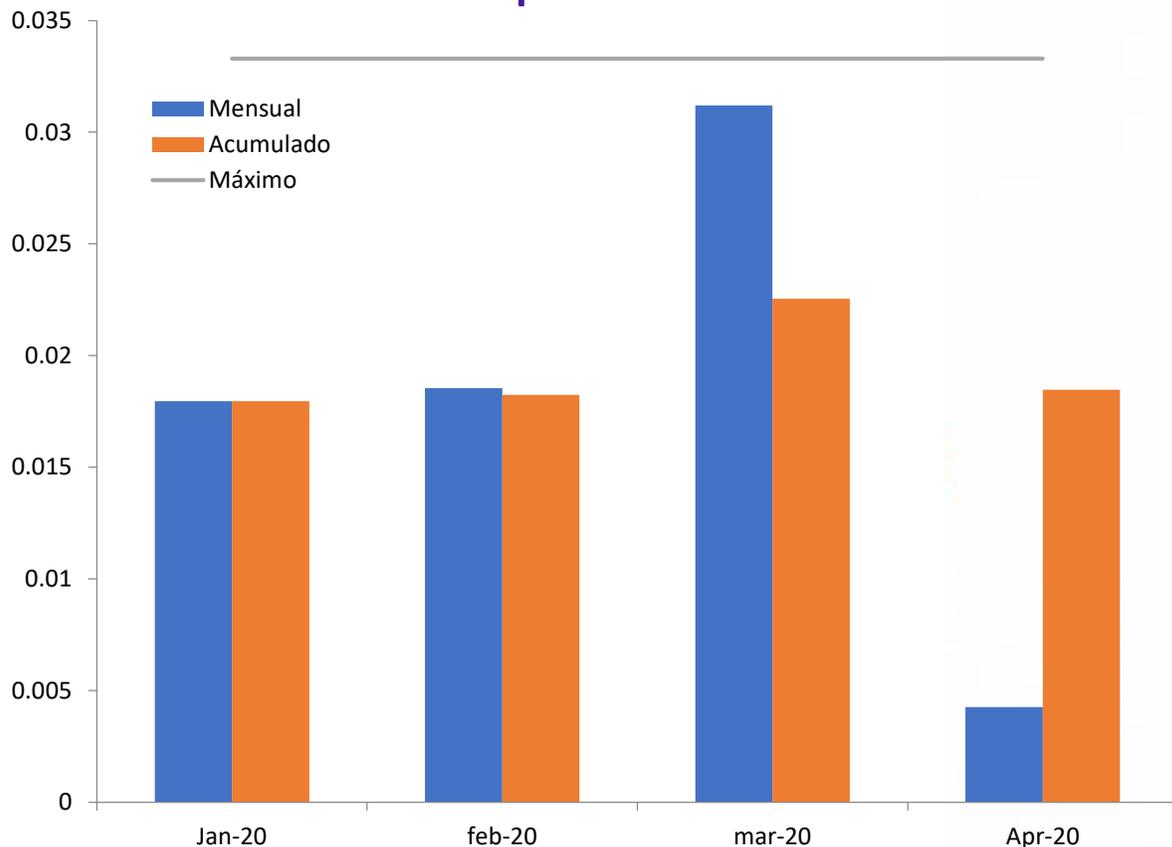
Por causas programadas se dejaron de atender 0,216 GWh en el mes de Abril de 2020. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
26/04/2020 5:00	140,6	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0180731 del activo BT FUNDACION 2 42 MVA 34.5 kV.
25/04/2020 6:06	49	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0178243 del activo GRANADA - SAN JOSE DEL GUAVIARE 1 115 kV, dejando sin tensión la S/E radial GRANADA 115 KV.
30/04/2020 10:12	25,33	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0180837 del activo BUCHELY-JUNIN (NARIÑO) 1 115 kV dejando sin tensión la S/E radial BUCHELY 115 KV.
16/04/2020 6:04	1,16	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0180805 del activo BT PUERTO NARE 1 15 MVA 110 kV dejando sin tensión la S/E PUERTO NARE 1 15 MVA 110 KV.

Porcentaje de DNA Programada sin M. Expansión



DNA Programada sin M. Expansión

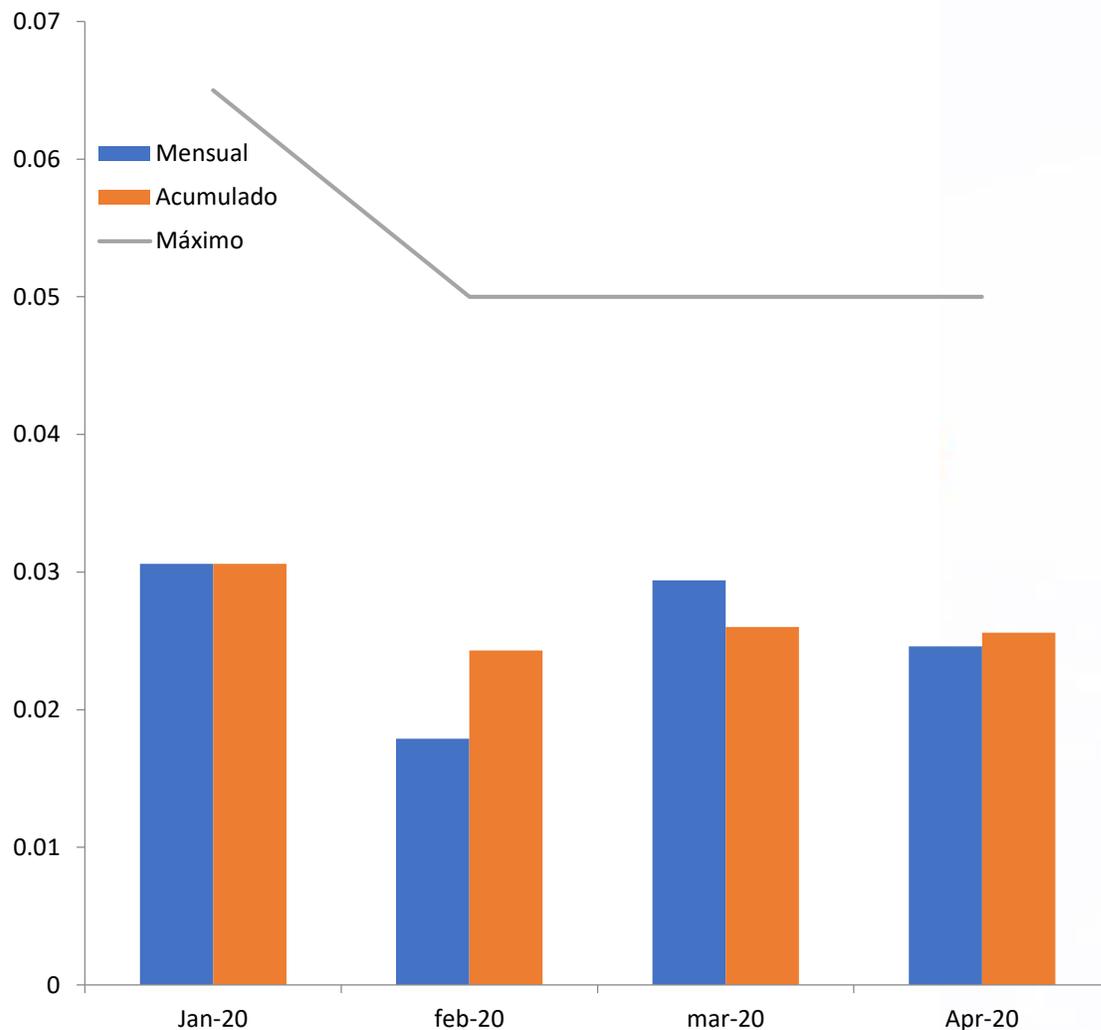


Por causas programadas se dejaron de atender 0,216 GWh en el mes de Abril de 2020. Las demandas no atendidas programadas más significativas fueron:

Fecha	MWh	Descripción
26/04/2020 5:00	140,6	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0180731 del activo BT FUNDACION 2 42 MVA 34.5 kV.
25/04/2020 6:06	49	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0178243 del activo GRANADA - SAN JOSE DEL GUAVIARE 1 115 kV, dejando sin tensión la S/E radial GRANADA 115 KV.
30/04/2020 10:12	25,33	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0180837 del activo BUCHELY-JUNIN (NARIÑO) 1 115 kV dejando sin tensión la S/E radial BUCHELY 115 KV.
16/04/2020 6:04	1,16	Demanda no atendida por trabajos en la consignación C0180805 del activo BT PUERTO NARE 1 15 MVA 110 kV dejando sin tensión la S/E PUERTO NARE 1 15 MVA 110 KV.

Porcentaje de DNA No Programada

DNA NO PROGRAMADA

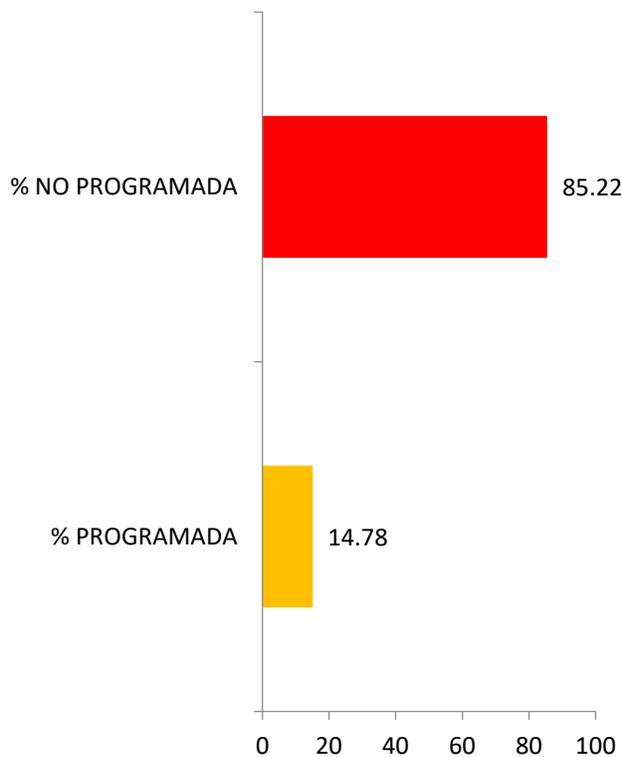


Por causas no programadas se dejaron de atender 1,246 GWh en el mes de Abril de 2020. Las demandas no atendidas más significativas fueron:

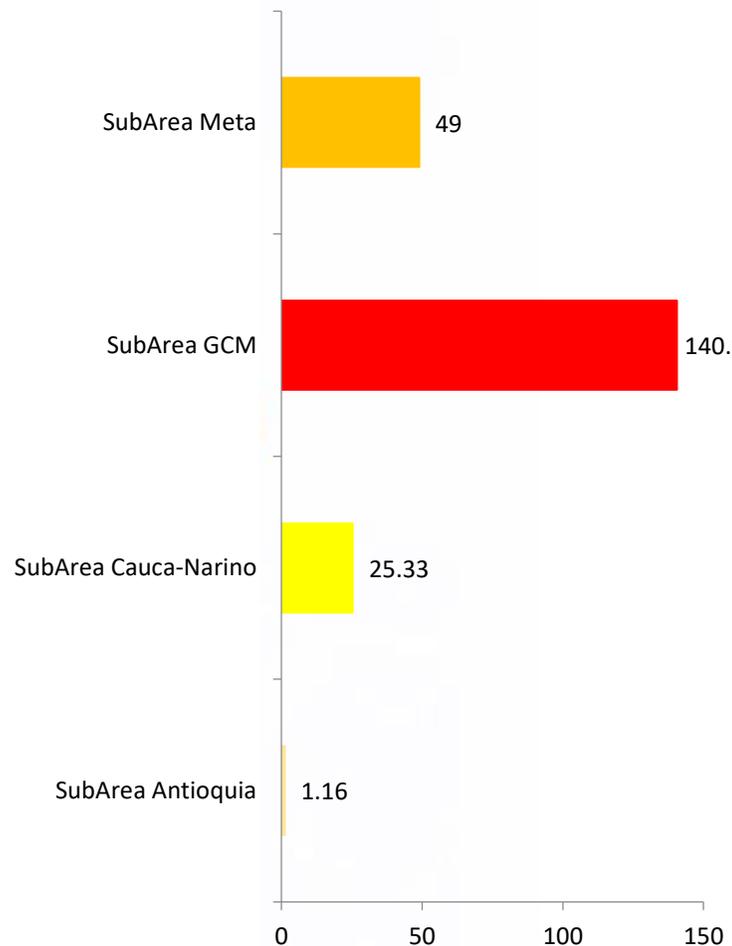
Fecha	MWh	Descripción
22/04/2020 0:00	185,75	Continúa demanda no atendida por disparo del activo BL1 JUNIN (NARIÑO) A BUCHELY 115 kV, dejando sin tensión la S/E radial BUCHELY 115 kV. El agente reporta árbol sobre el circuito.
21/04/2020 16:29	112,5	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 JUNIN (NARIÑO) A BUCHELY 115 kV, dejando sin tensión la S/E radial BUCHELY 115 kV. El agente reporta falla en el STR.
1/04/2020 0:00	107,92	Continua demanda no atendida ante el disparo del activo BL1 GUAPI A SAN BERNARDINO 115 KV, dejando sin tensión las S/Es radiales GUAPI 115 kV y OLAYA HERRERA 115 kV.
11/04/2020 1:44	91	Demanda no atendida por disparo del activo BL1 CUESTECITAS A RIOHACHA 110 kV, dejando sin tensión la S/E radial RIOHACHA 110 kV. El agente reporta falla en el SDL.
28/04/2020 0:00	74,21	Continúa Demanda no atendida por disparo de los circuitos BONDA y CONCEPCION 13,8 kV. El agente reporta falla en el SDL.
11/04/2020 19:37	71,54	Demanda no atendida ante el disparo de los activos LA REFORMA - OCOA 1 115 kV, LA REFORMA - OCOA 2 115 kV y BL1 BARZAL A OCOA 115 kV, dejando sin tensión la S/E OCOA 115 kV y las S/Es radiales GRANADA, SAN JOSE DEL GUAVIARE, SANTA HELENA, SURIA, PUERTO LOPEZ, CAMPOBONITO y PUERTO GAITAN 115 KV. El agente reporta falla en el STR, por descargas atmosféricas en la zona.

Demanda No Atendida

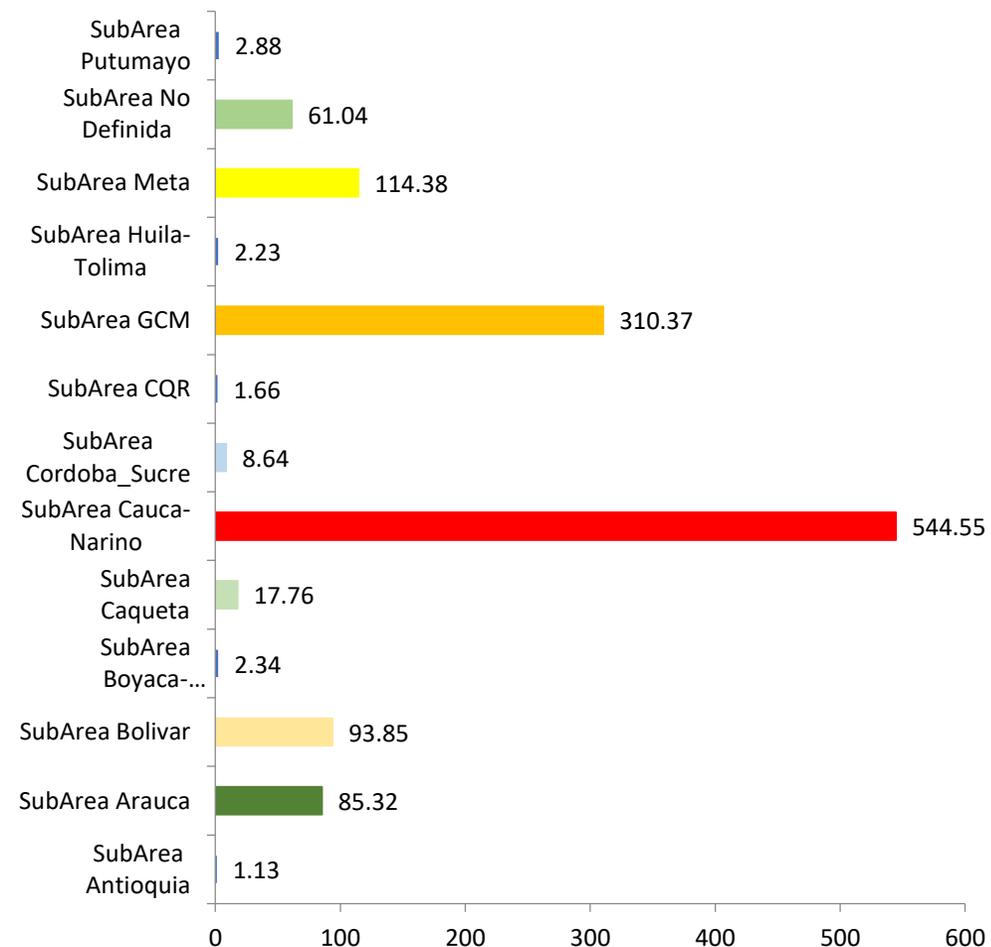
% DNA



DNA Programada



DNA No Programada

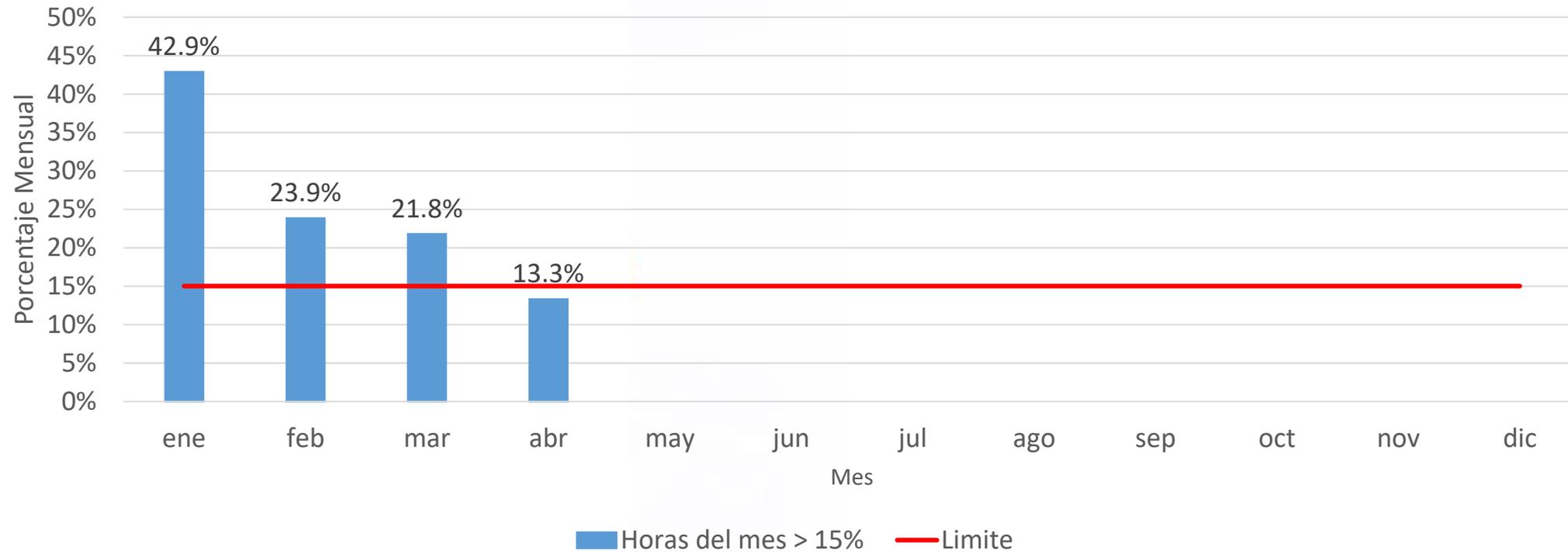


El total de demanda no atendida en Abril de 2020 fue 1.462 GWh

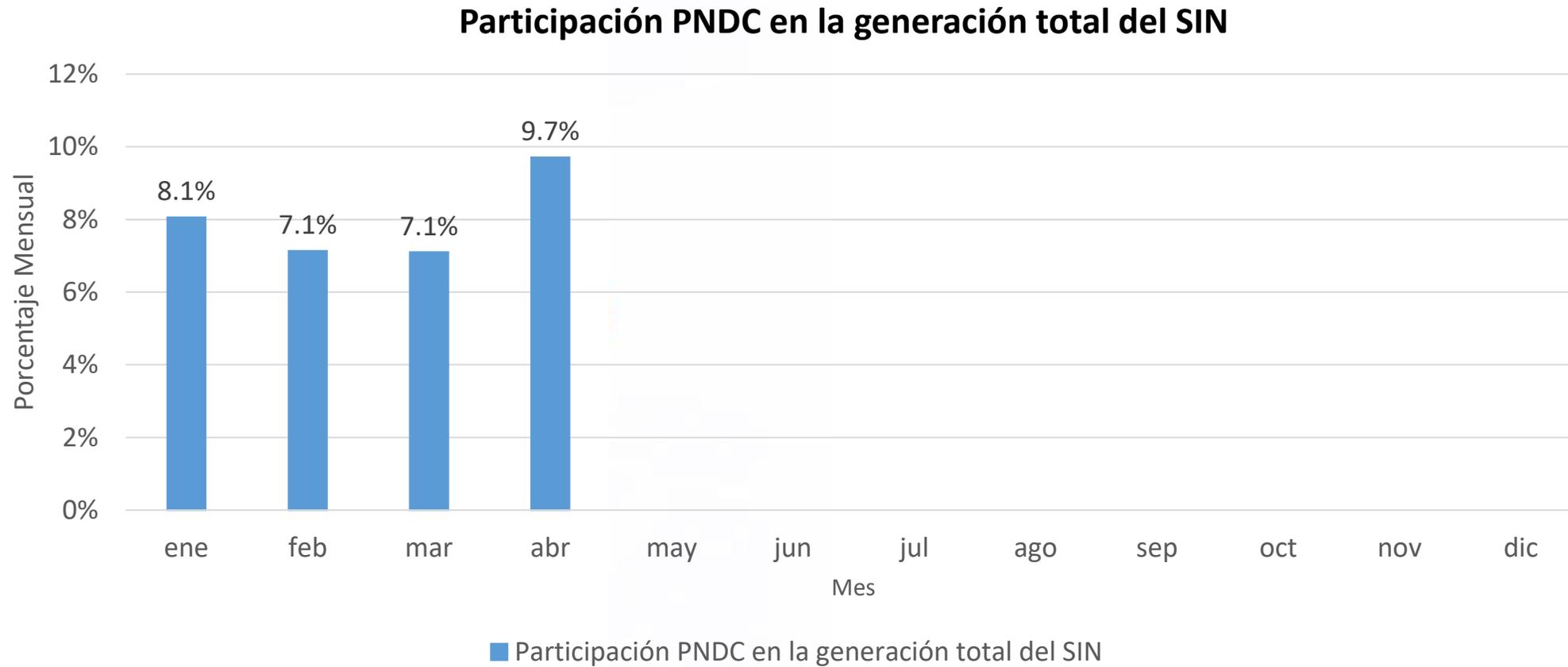
Desviación Plantas Menores



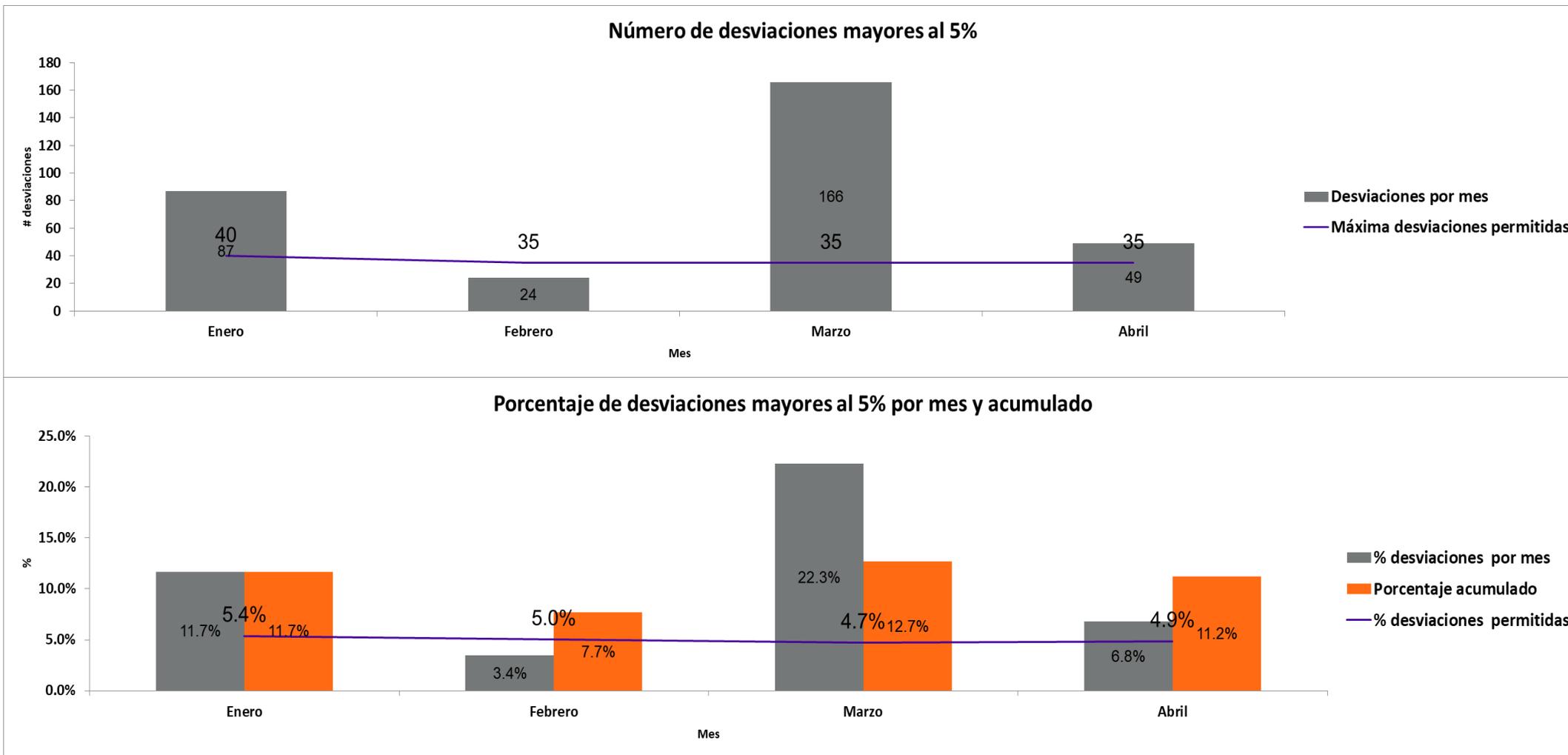
Calidad de la Oferta de Disponibilidad de Plantas NDC Horas del mes con desviación mayor al 15%



Participación PNDC en la generación total del SIN

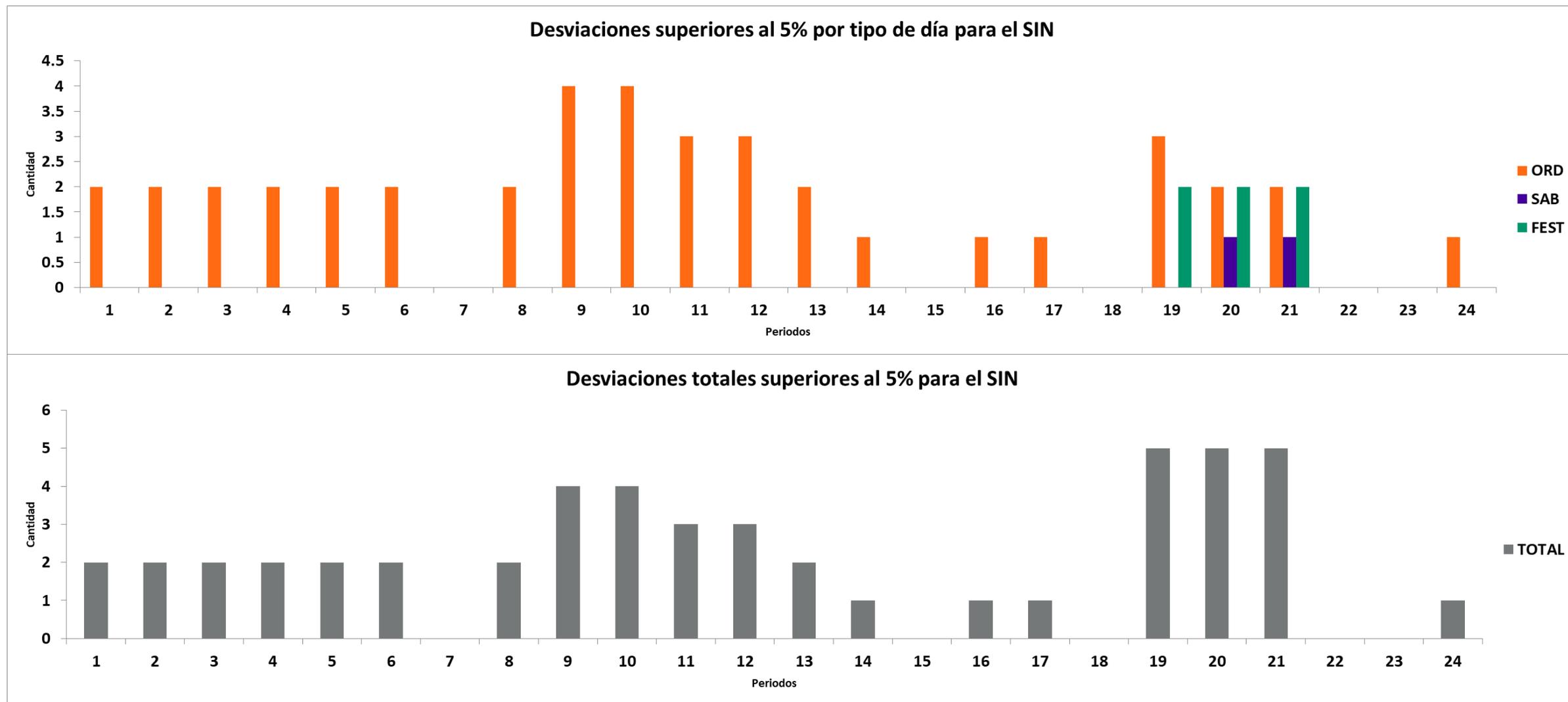


Indicador de calidad del pronóstico oficial Abril 2020



- Información preliminar actualizada el: 2020-03-30
- Información hasta el: 2020-03-26

Indicador de calidad del pronóstico oficial Abril 2020



Cantidad de desviaciones mayores al 5% por periodo en cada mercado

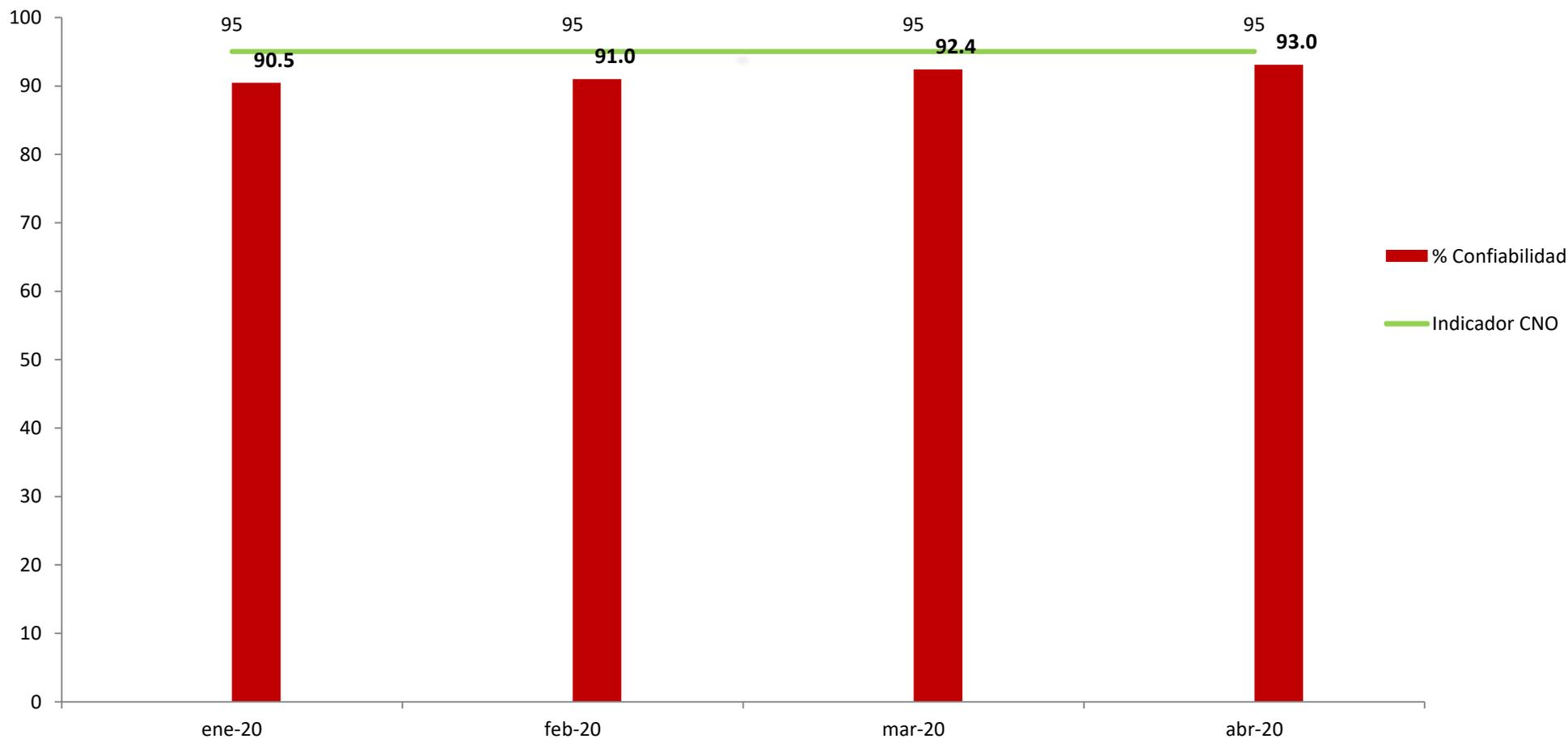


Mes	# Dias	Máxima desviaciones permitidas	Desviaciones por mes	% desviaciones permitidas	% desviaciones por mes	# Dias acumulados	Desviaciones acumuladas	Porcentaje acumulado
MC-Intercor	30	35	670	4.9%	93.1%	121	2479	85.4%
MC-TubosCaribe	30	35	629	4.9%	87.4%	121	2427	83.6%
MC-Emec	30	35	614	4.9%	85.3%	121	2166	74.6%
MC-Drummond	30	35	609	4.9%	84.6%	121	2418	83.3%
MC-Boyaca	30	35	597	4.9%	82.9%	121	1459	50.2%
MC-Oxy	30	35	496	4.9%	68.9%	121	1798	61.9%
MC-Rubiales	30	35	484	4.9%	67.2%	121	1778	61.2%
MC-Celsia	30	35	471	4.9%	65.4%	121	1444	49.7%
MC-Cauca	30	35	454	4.9%	63.1%	121	1061	36.5%
MC-Guaviare	30	35	442	4.9%	61.4%	121	1959	67.5%
MC-Meta	30	35	441	4.9%	61.3%	121	1884	64.9%
MC-Cerromatoso	30	35	434	4.9%	60.3%	121	1794	61.8%
MC-BajoPutumayo	30	35	386	4.9%	53.6%	121	1914	65.9%
MC-Tulua	30	35	381	4.9%	52.9%	121	1428	49.2%
MC-Choco	30	35	376	4.9%	52.2%	121	1646	56.7%
MC-Antioquia	30	35	371	4.9%	51.5%	121	1196	41.2%
MC-Tolima	30	35	364	4.9%	50.6%	121	1242	42.8%
MC-Caqueta	30	35	360	4.9%	50.0%	121	1676	57.7%
MC-Casanare	30	35	358	4.9%	49.7%	121	919	31.6%
MC-Cartago	30	35	353	4.9%	49.0%	121	1466	50.5%
MC-Arauca	30	35	334	4.9%	46.4%	121	1088	37.5%
MC-Putumayo	30	35	329	4.9%	45.7%	121	1412	48.6%
MC-Cali	30	35	315	4.9%	43.8%	121	1240	42.7%
MC-Huila	30	35	284	4.9%	39.4%	121	1573	54.2%
MC-Cirainfanta	30	35	264	4.9%	36.7%	121	1253	43.1%
MC-NorSantander	30	35	258	4.9%	35.8%	121	1479	50.9%
MC-Santander	30	35	210	4.9%	29.2%	121	1697	58.4%
MC-Pereira	30	35	198	4.9%	27.5%	121	982	33.8%
MC-Caldas	30	35	169	4.9%	23.5%	121	740	25.5%
MC-Nariño	30	35	153	4.9%	21.3%	121	886	30.5%
MC-Quindio	30	35	146	4.9%	20.3%	121	609	21.0%
MC-Atlantico	30	35	78	4.9%	10.8%	121	263	9.1%
MC-Bolivar	30	35	44	4.9%	6.1%	121	180	6.2%
MC-Codensa	30	35	42	4.9%	5.8%	121	338	11.6%
MC-CordobaSucre	30	35	15	4.9%	2.1%	121	56	1.9%
MC-GCM	30	35	12	4.9%	1.7%	121	126	4.3%
MC-Planeta	30	35	5	4.9%	0.7%	121	141	4.9%

Solamente 3 mercados de comercialización cumplieron el indicador hasta el 30 de abril.

- Información preliminar actualizada el: 2020-05-04
- Información hasta el: 2020-04-30

Indicador de calidad de la Supervisión



Nota: el presente indicador se encuentra en modo de prueba hasta el 30 de junio de 2020.



15 AÑOS >>> Sumando energías

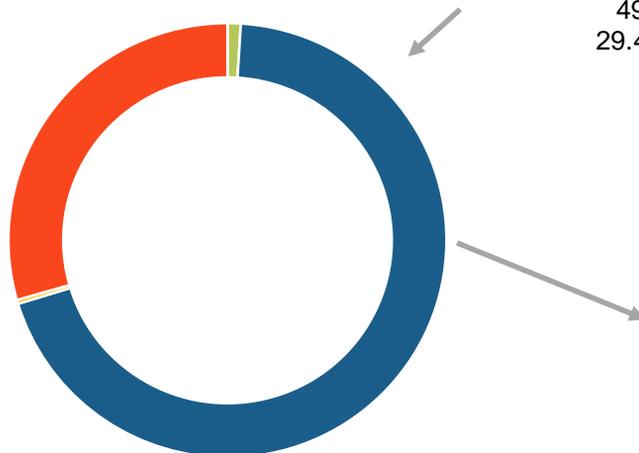
ANEXOS



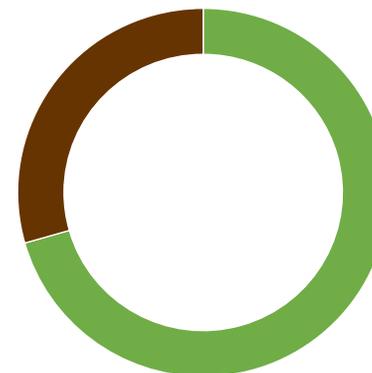
Generación promedio diaria en GWh-día

**Total 166.6
GWh-día**

- Biomasa, 1.6, 0.98%
- Eólica, 0.0, 0.00%
- Hidráulica, 115.4, 69.30%
- Solar, 0.5, 0.30%
- Combustible fósil, 49.0, 29.43%



- Renewable
117.6
70.57%
- No renovable
49.0
29.43%



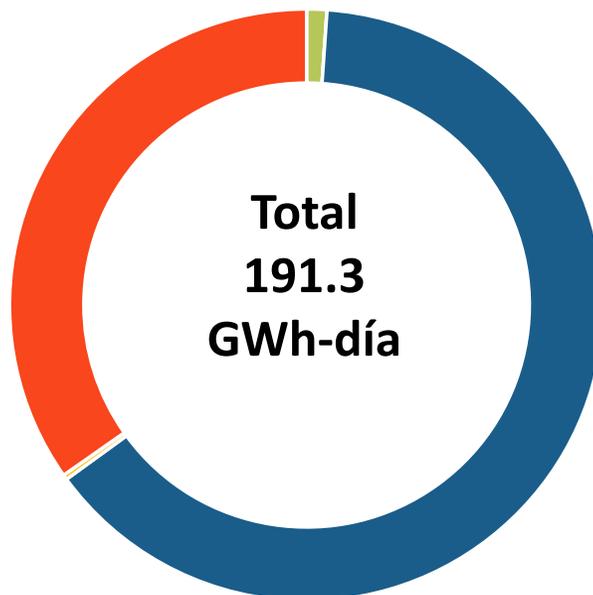
- Bagazo, 1.6, 0.97%
- Biogás, 0.0, 0.00%
- Eólica, 0.0, 0.00%
- Embalse, 98.8, 59.32%
- Filo de agua, 16.6, 9.98%
- Fotovoltaica, 0.5, 0.30%
- Carbón, 27.5, 16.48%
- Gas, 18.8, 11.28%
- Gas Importado, 2.6, 1.54%
- Líquidos, 0.2, 0.13%

La generación por combustible se clasifica según al consumo declarado por la planta de generación. Se considera la generación desde el 1 hasta el 30 de abril de 2020

Generación promedio por tipo de despacho GWh-día

Marzo 2020

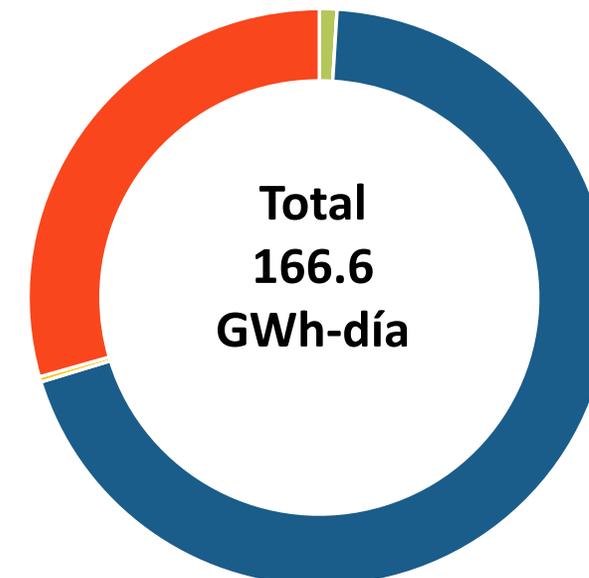
- Biomasa, 2.1, 1.10%
- Eólica, 0.0, 0.00%
- Hidráulica, 122.2, 63.88%
- Solar, 0.5, 0.27%
- Combustible fósil, 66.5, 34.75%



Renovable 65.25%

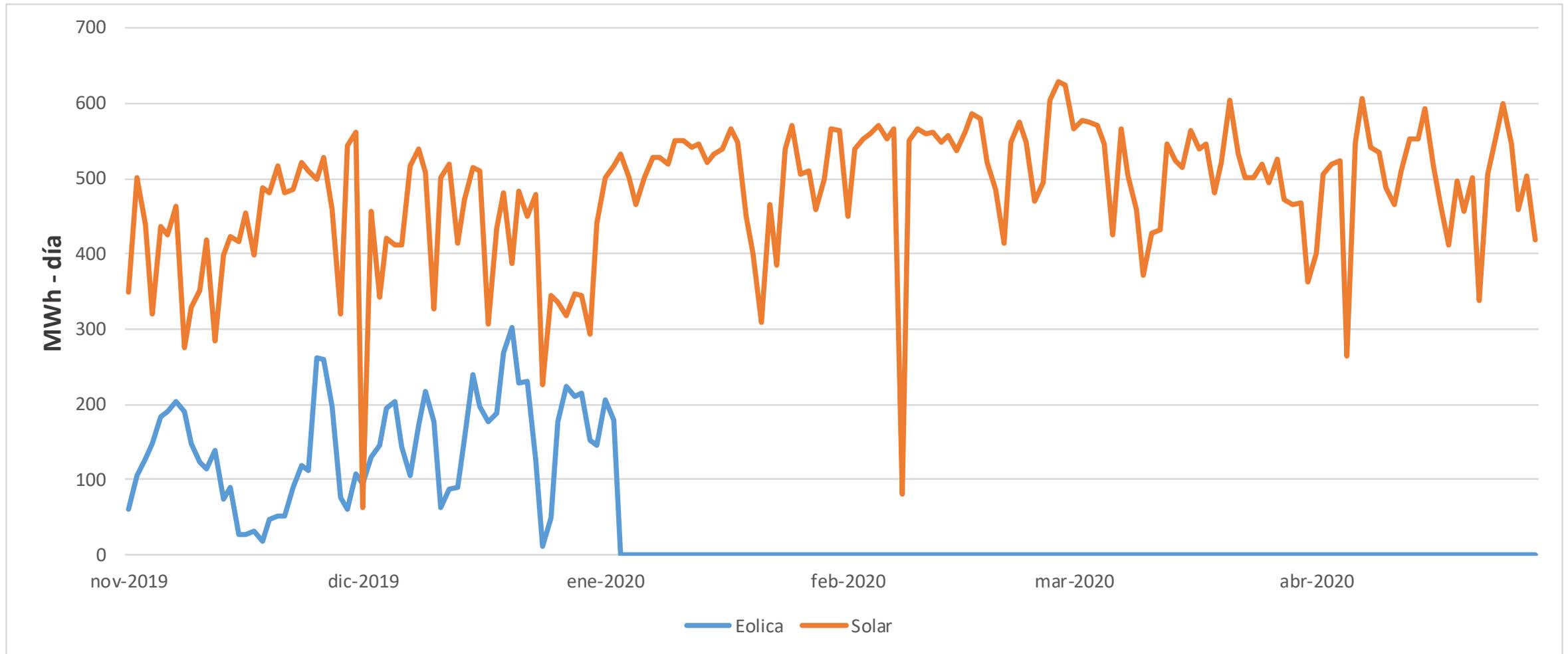
Abril 2020

- Biomasa, 1.6, 0.98%
- Eólica, 0.0, 0.00%
- Hidráulica, 115.4, 69.30%
- Solar, 0.5, 0.30%
- Combustible fósil, 49.0, 29.43%



Renovable 70.57%

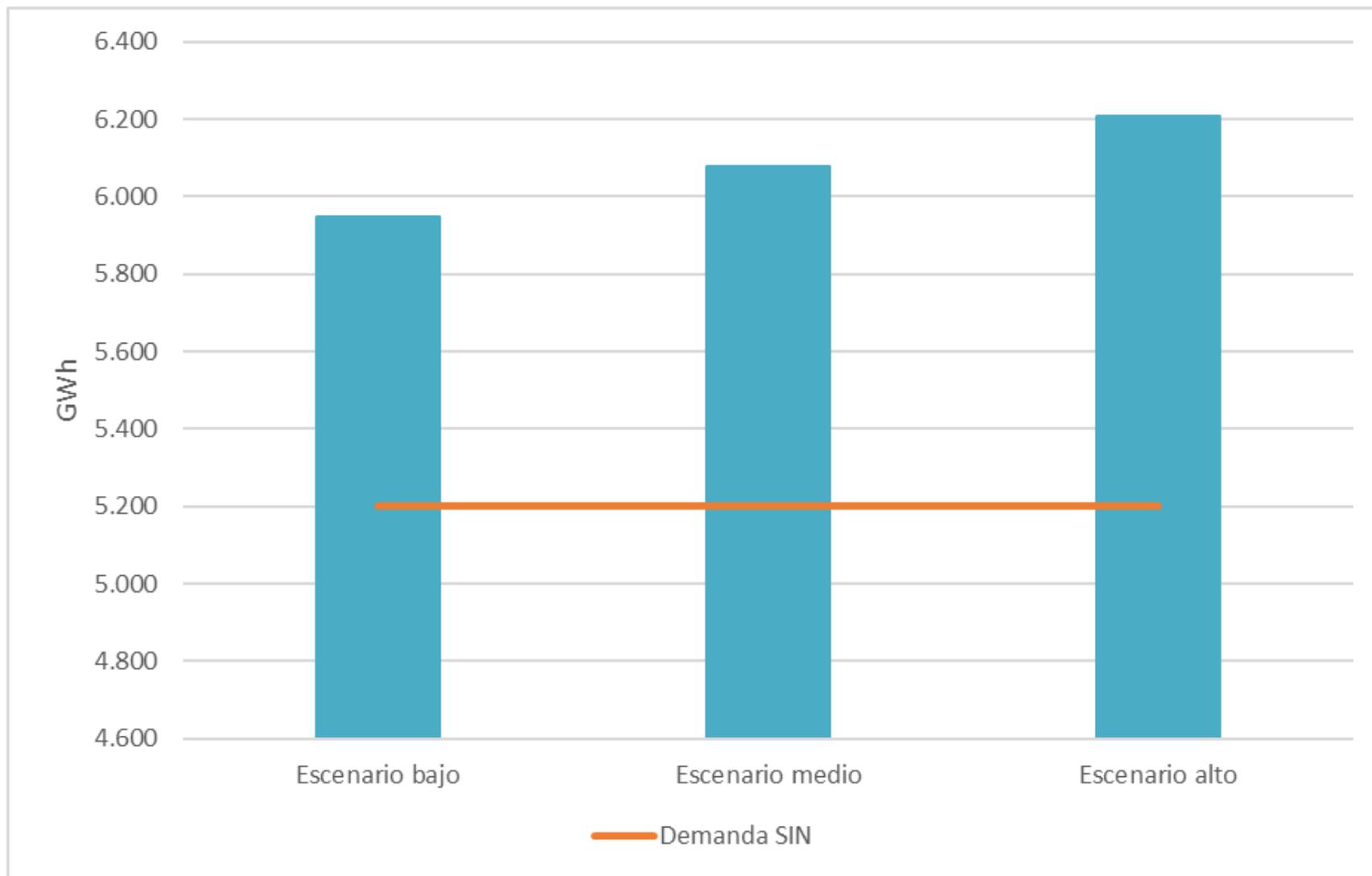
Generación FERNC



Recursos Eólicos: Jepirachi 1 – 15

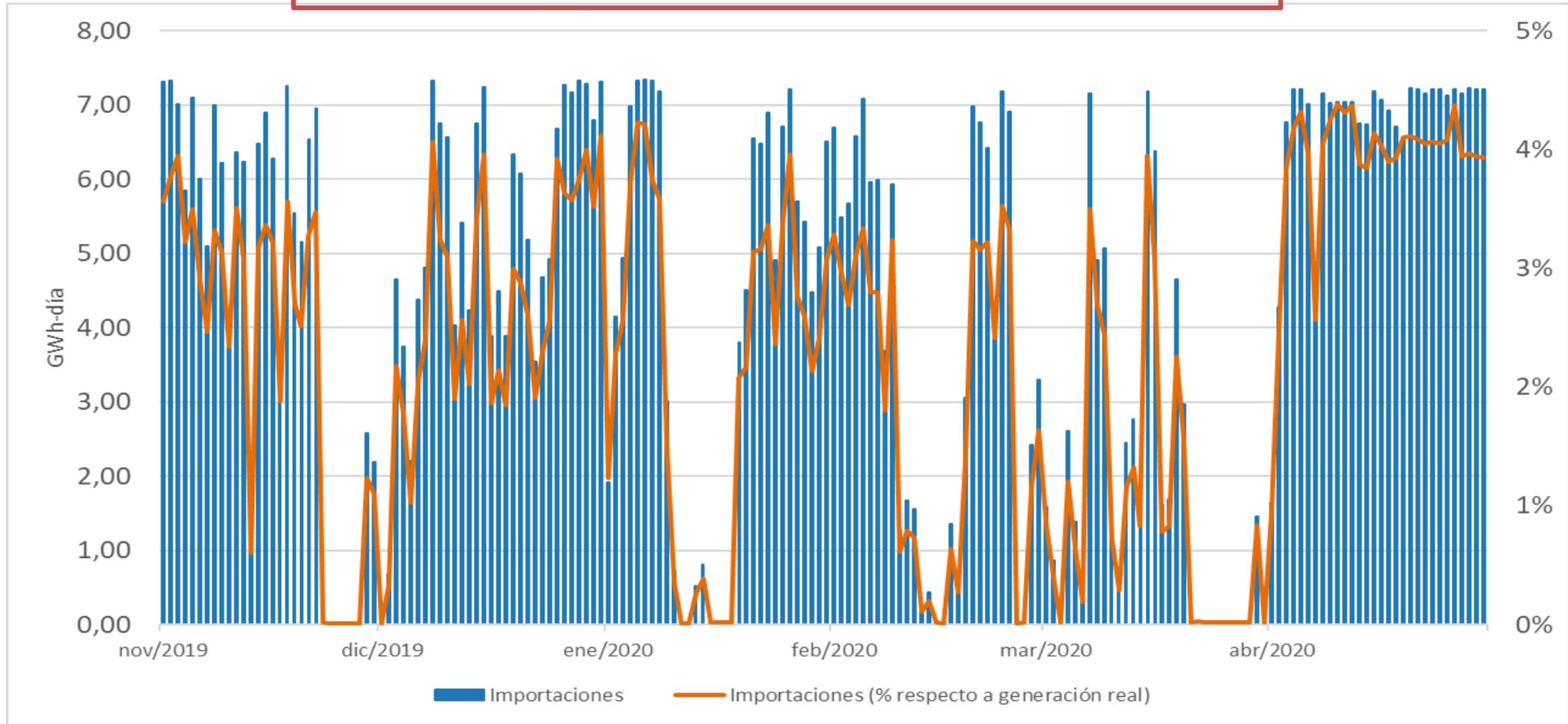
Recursos Solares: Autogenerador Celsia Solar Yumbo, Celsia Solar Bolívar, El Paso y 3 AGPE Registrados ante el CND

Seguimiento Demanda vs Escenarios UPME (mes en curso)



Importaciones y exportaciones de energía

Situación energética Ecuador Condiciones de mercado TIE



La conexión internacional con Venezuela estuvo vigente hasta el 03 de mayo de 2019

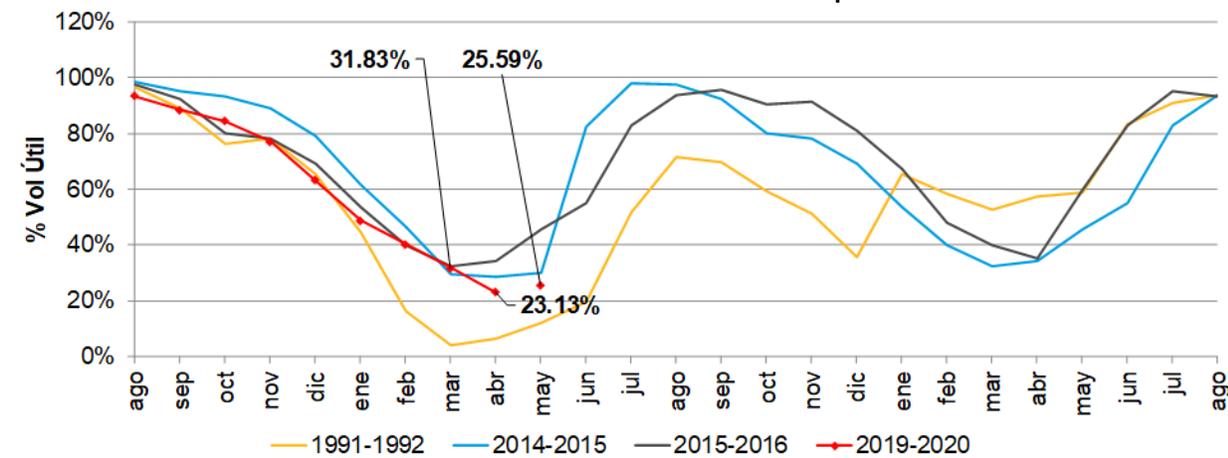
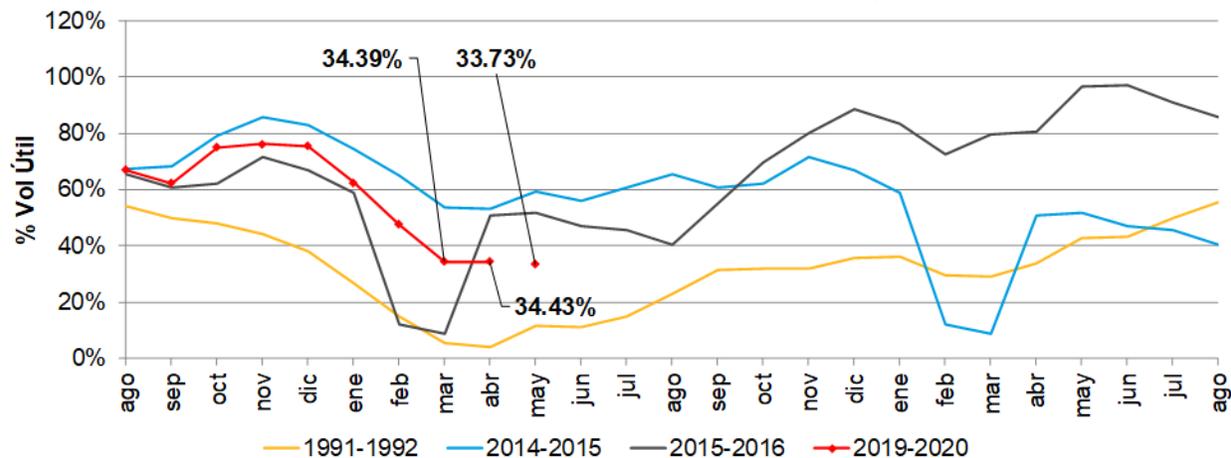
Evolución de reservas por regiones

Ver detalle embalses

Antioquia Participación: 37.5%

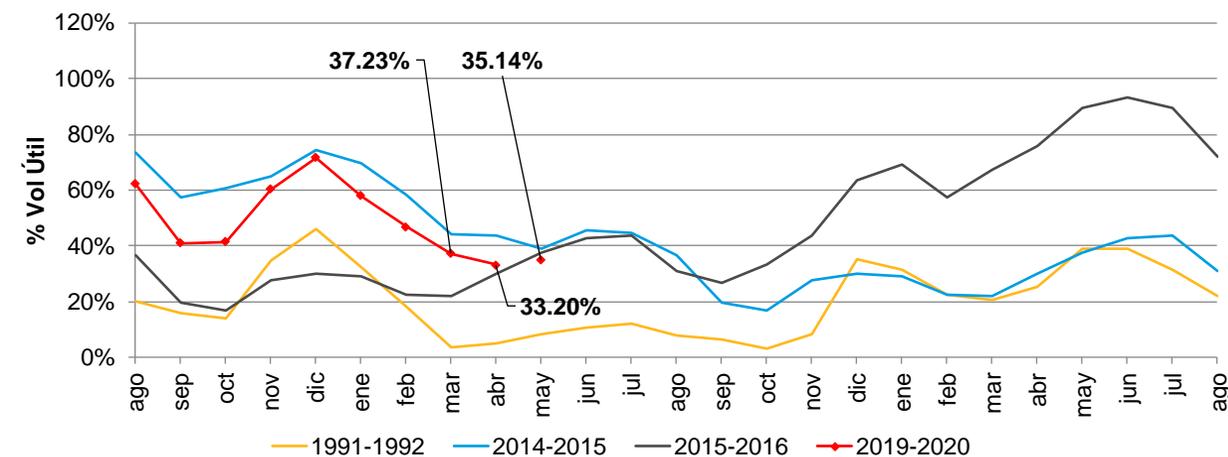
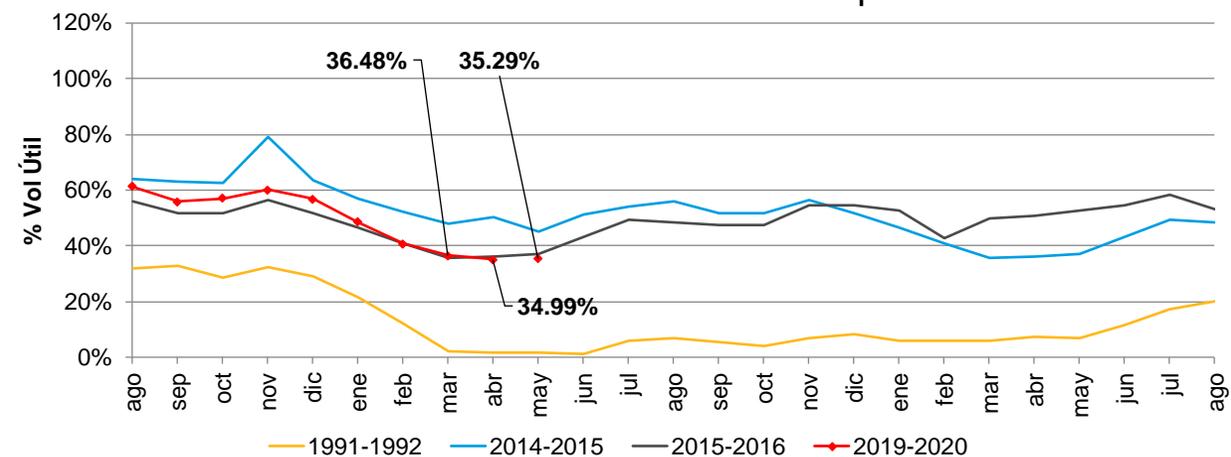
Caribe - Participación: 1.0%

Oriente Participación: 19.5%



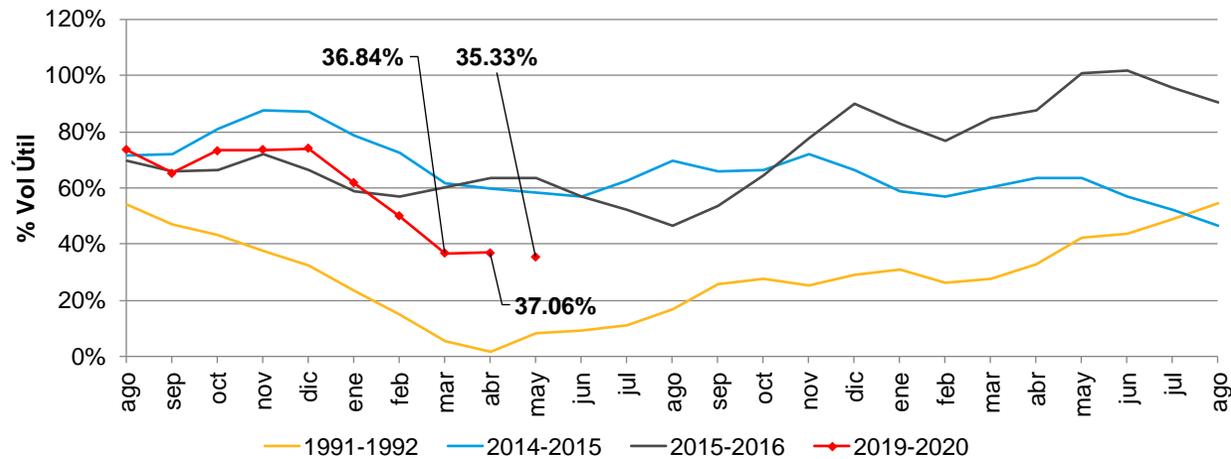
Centro Participación: 39.3%

Valle Participación: 2.7%

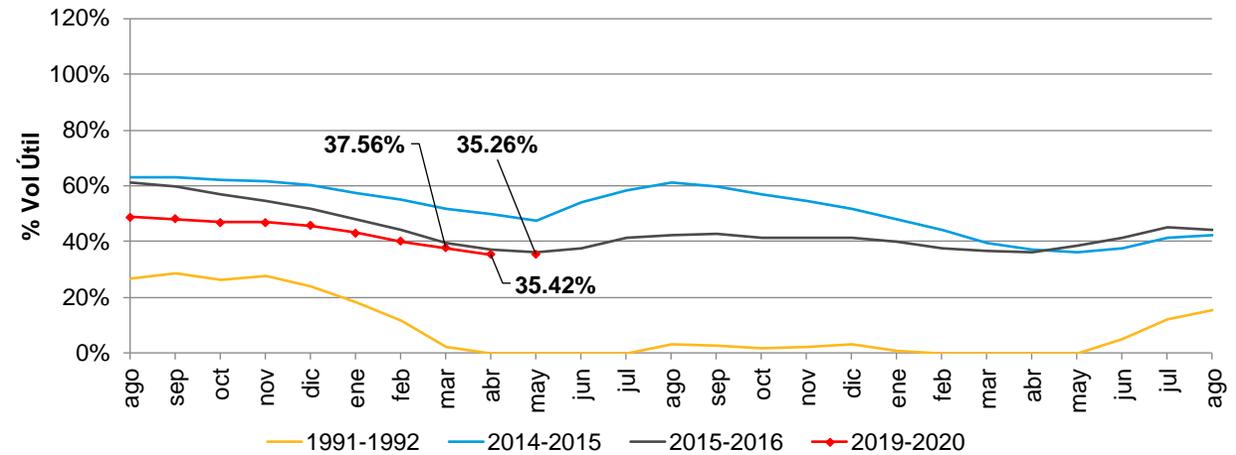


Evolución de principales embalses

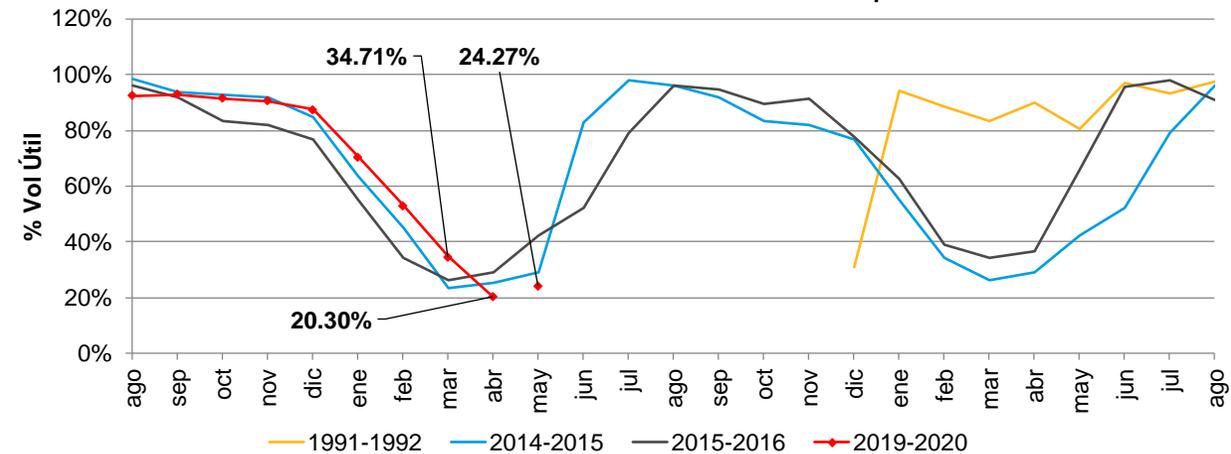
Peñol Participación: 26.2%



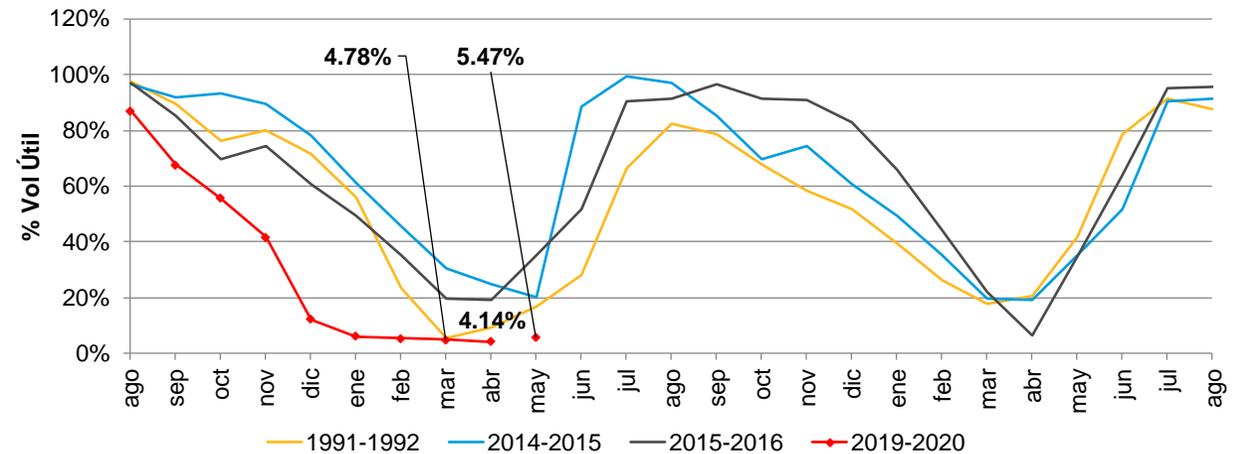
Agregado Bogotá Participación: 24.1%



Guavio Participación: 9.2%

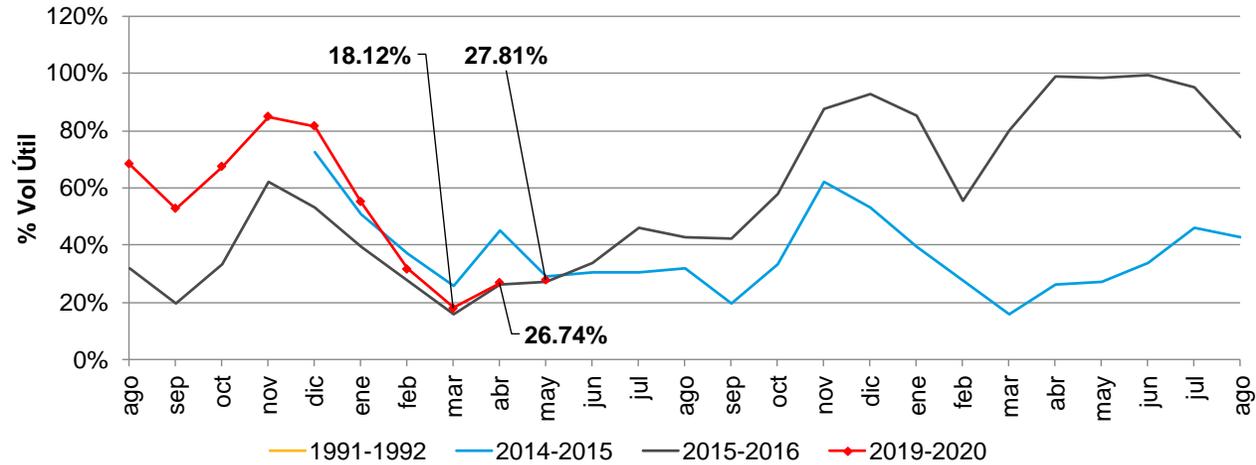


Esmeralda - Chivor Participación: 1.1%

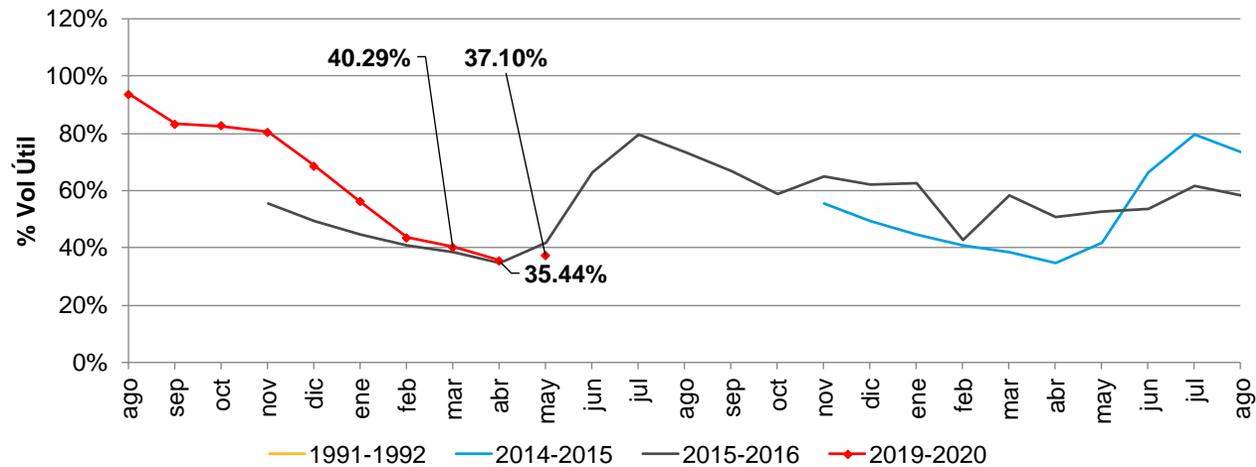


Evolución de principales embalses

Topocoro - Sogamoso Participación: 5.1%



El Quimbo Participación: 7.5%

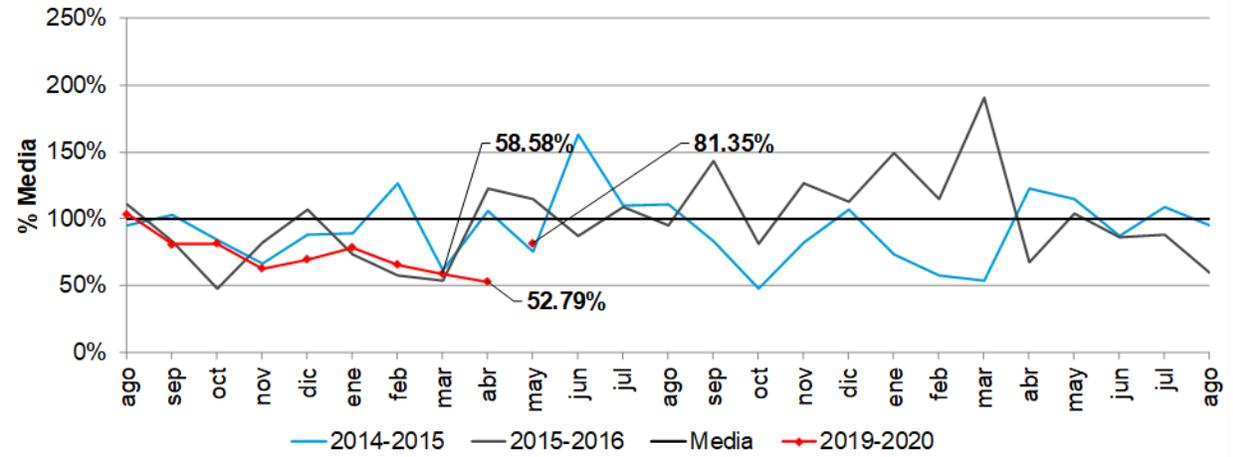
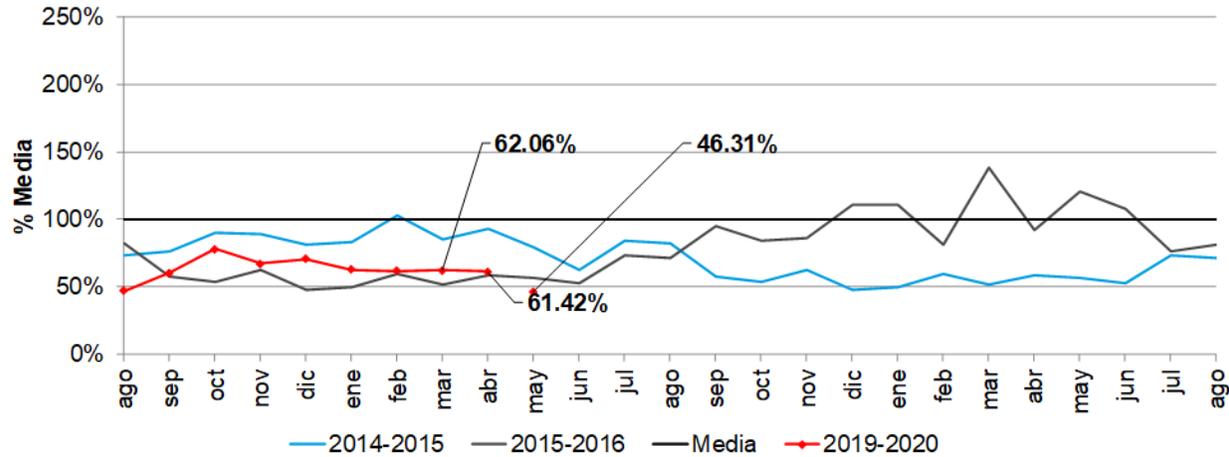


Aportes por regiones

Caribe - Participación: 1.9%

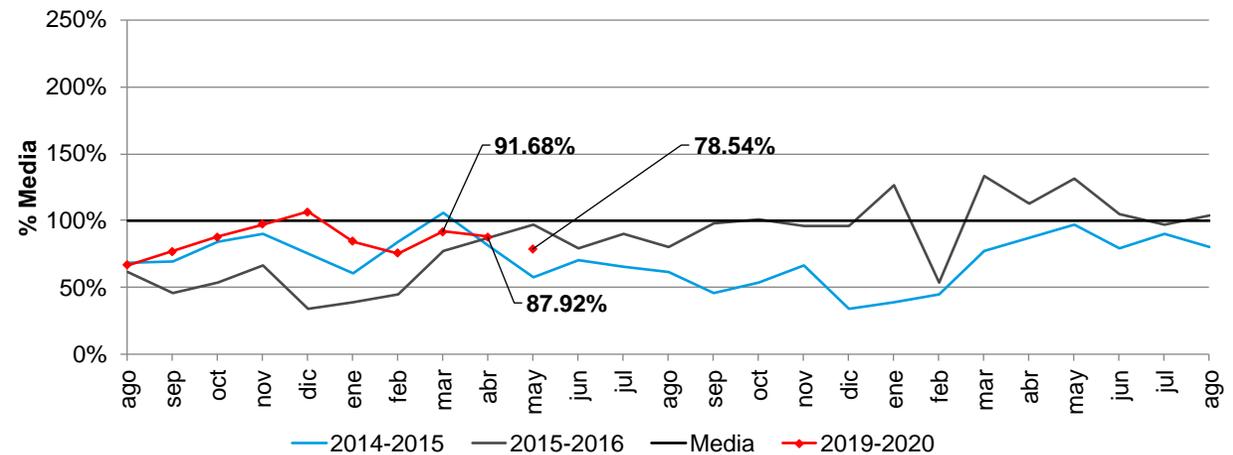
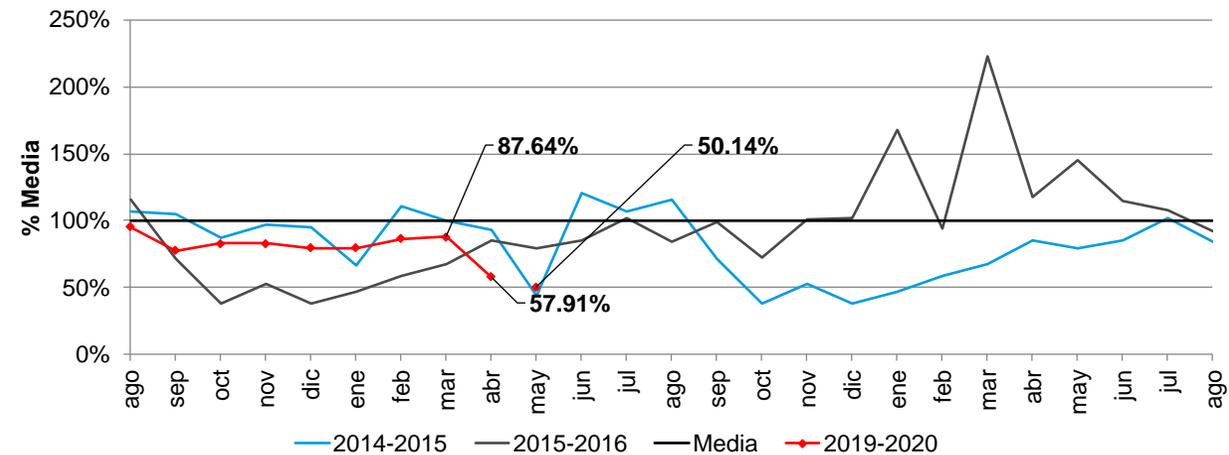
Antioquia Participación: 36.2%

Oriente Participación: 31.0%



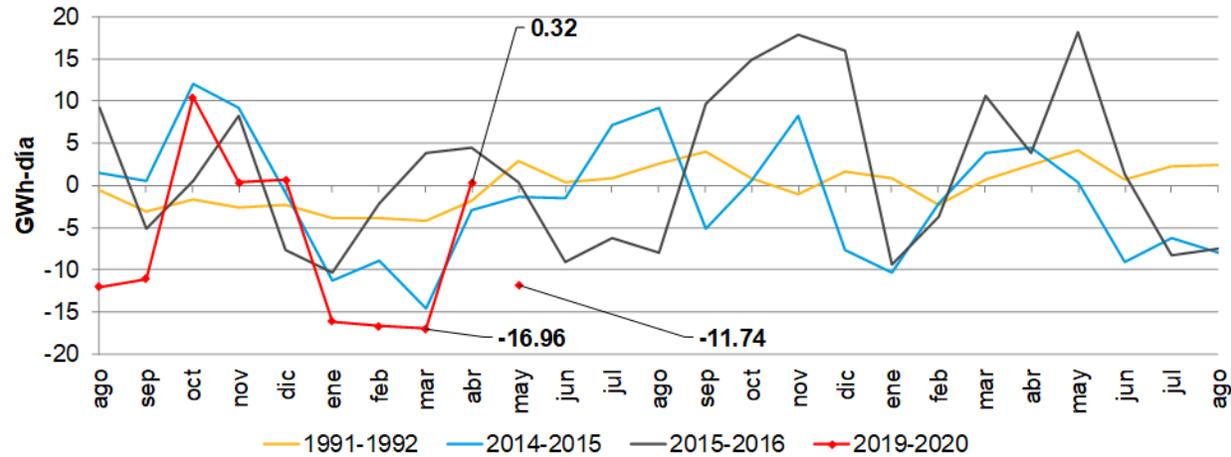
Centro Participación: 23.1%

Valle Participación: 6.2%

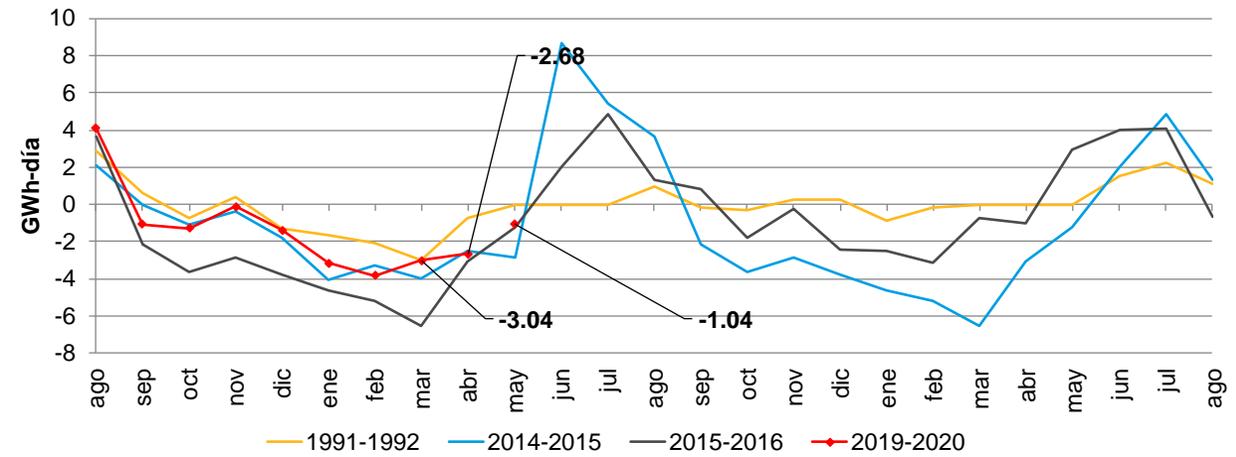


Tasa de embalsamiento promedio de principales embalses

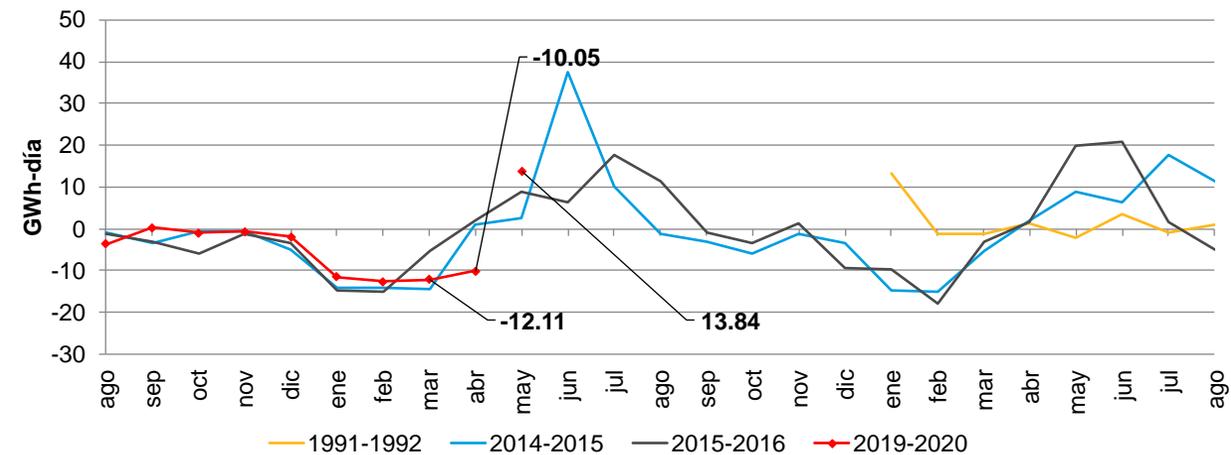
Peñol - Tasa de embalsamiento promedio



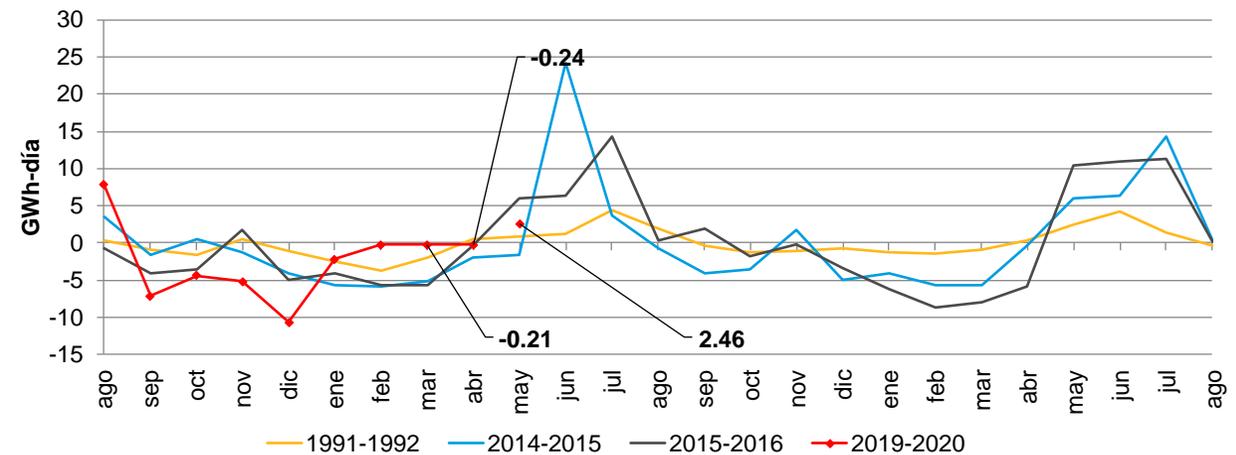
Agregado Bogotá - Tasa de embalsamiento promedio



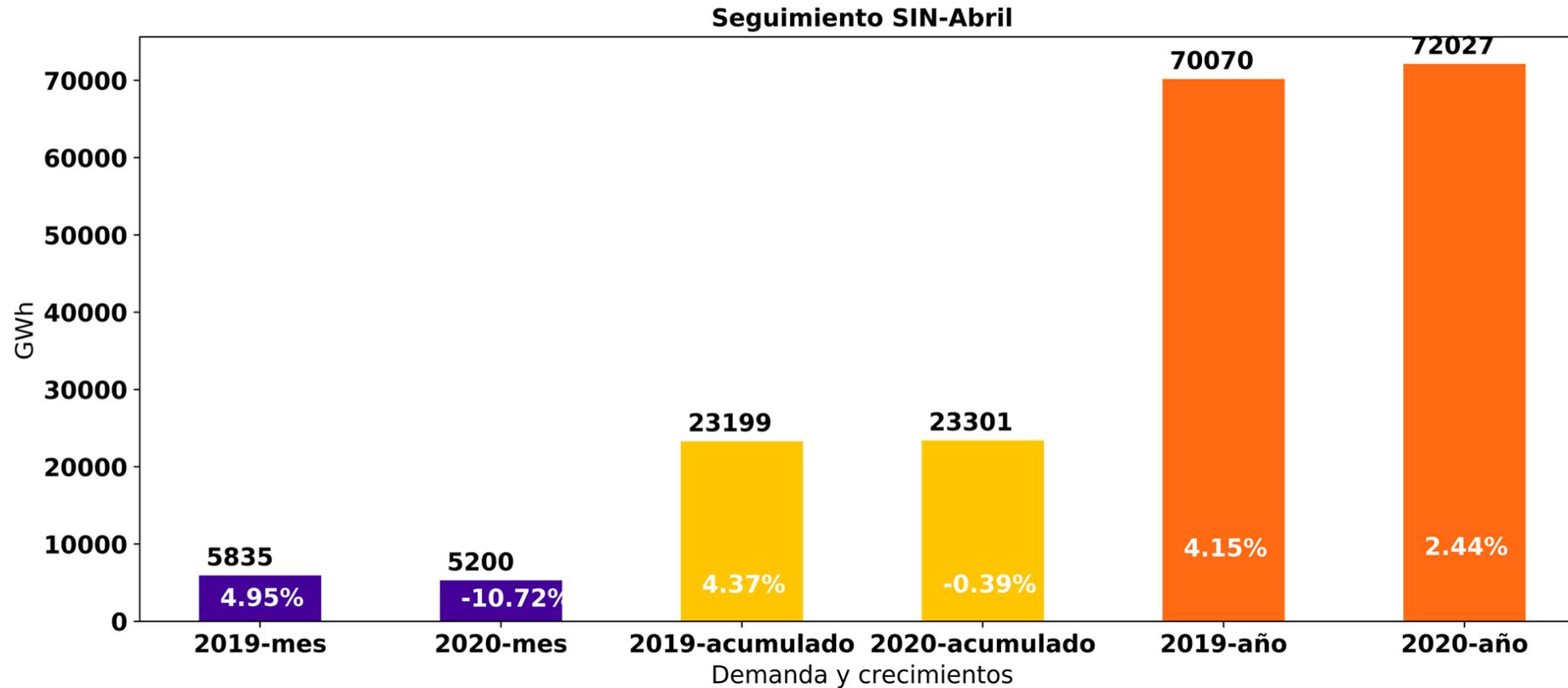
Guavio - Tasa de embalsamiento promedio



Esmeralda - Chivor - Tasa de embalsamiento promedio



Demanda de energía del SIN abril 2020



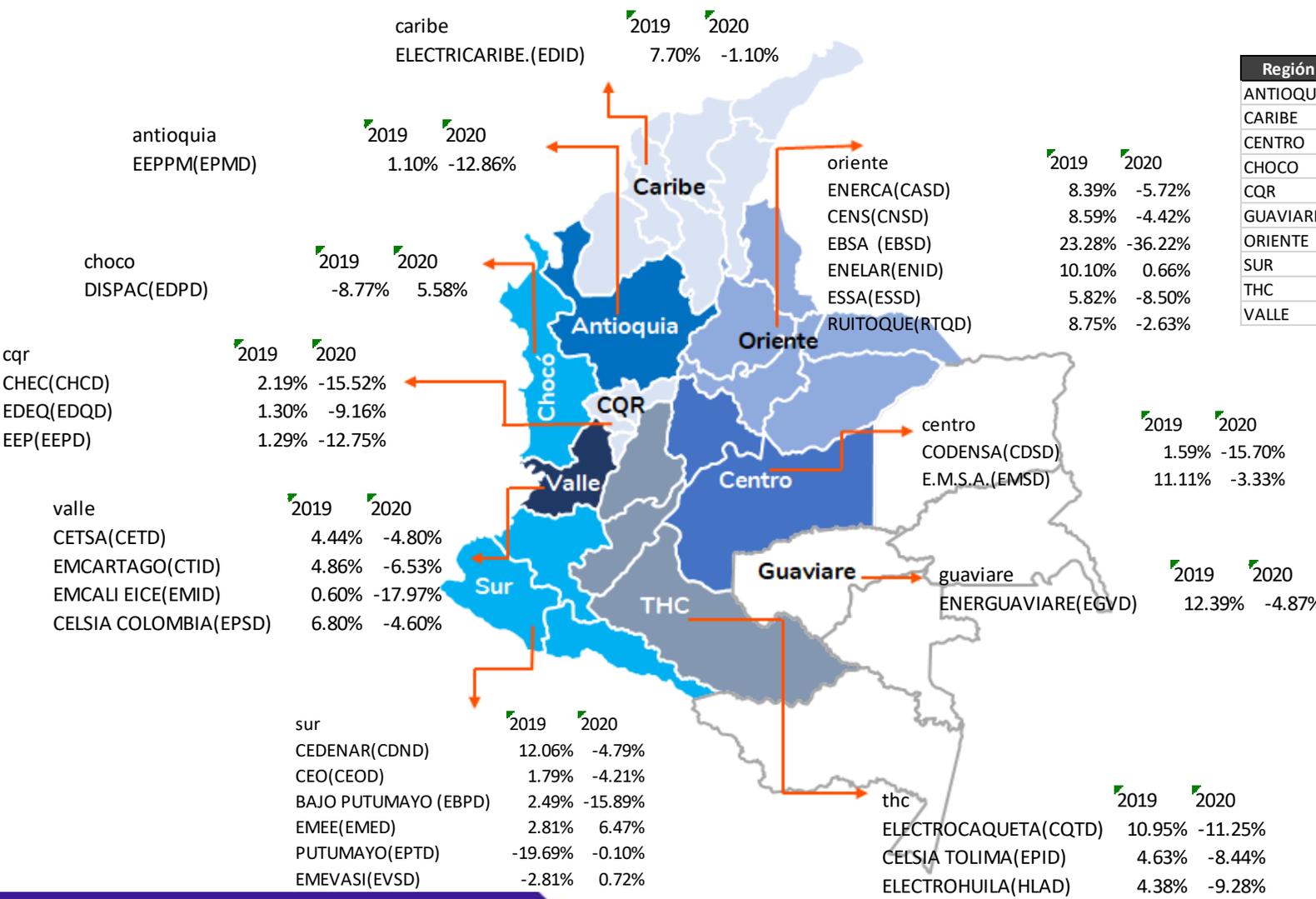
mes	2019-mes				2020-mes			
	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento	Demanda GWh	#. Días	Demanda Promedio Día	Crecimiento
ORD	4034.31	20	201.72	4.75%	3539.91	20	177.00	-12.25%
SAB	587.05	3	195.68	6.02%	517.73	3	172.58	-11.81%
FEST	1213.80	7	173.40	5.07%	1142.70	7	163.24	-5.86%
TOTAL	5835.15	30	194.51	4.95%	5200.34	30	173.34	-10.72%

*Datos preliminares. Sujeto a cambios en la versión TXF de la facturación



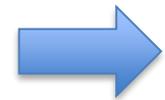
Demanda de energía por operadores de red y región

Abril 2020

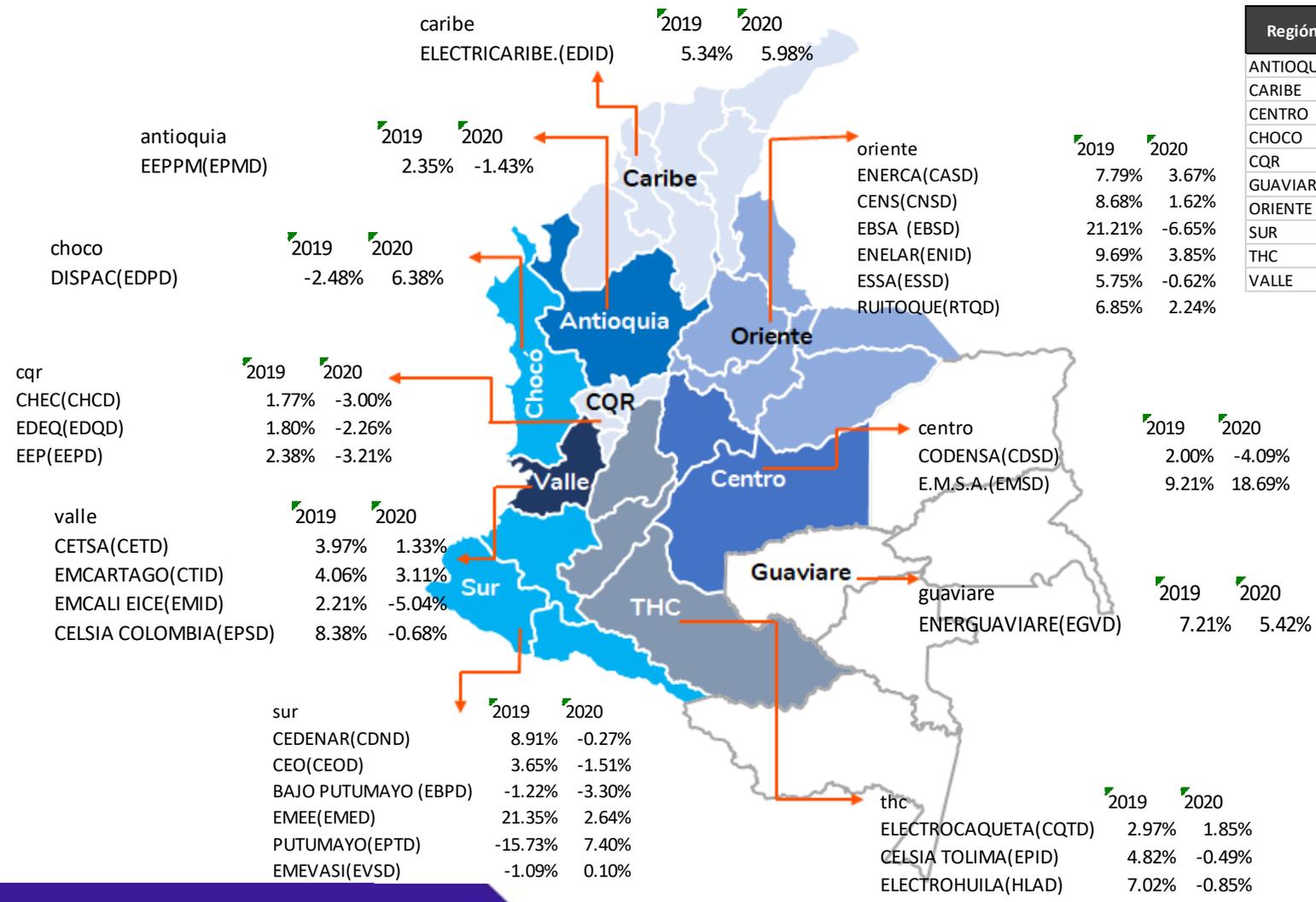


Región	2019-04-01--2019-04-30	2019-04-01--2019-04-30%	2020-04-01--2020-04-30	2020-04-01--2020-04-30%
ANTIOQUIA	764.43	1.10%	663.76	-12.86%
CARIBE	1426.90	7.70%	1410.21	-1.10%
CENTRO	1381.55	2.51%	1178.06	-14.41%
CHOCO	18.50	-8.77%	19.50	5.58%
CQR	220.56	1.81%	189.78	-13.72%
GUAVIARE	5.03	12.39%	4.78	-4.87%
ORIENTE	604.49	11.03%	516.80	-14.38%
SUR	160.17	4.43%	152.55	-4.65%
THC	233.08	5.09%	211.95	-9.05%
VALLE	573.18	3.02%	500.87	-12.40%

*Datos preliminares. Sujeto a cambios en la versión TXF de la facturación

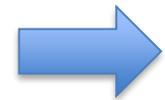


Demanda de energía por operadores de red y región agregado Enero-Marzo 2020



Región	2019-01-01--2019-04-30	2019-01-01--2019-04-30 %	2020-01-01--2020-04-30	2020-01-01--2020-04-30 %
ANTIOQUIA	3091.21	2.35%	3071.51	-1.43%
CARIBE	5476.34	5.34%	5852.78	5.98%
CENTRO	5541.04	2.73%	5492.22	-1.64%
CHOCO	78.61	-2.48%	84.32	6.38%
CQR	887.34	1.92%	868.38	-2.91%
GUAVIARE	20.65	7.21%	21.96	5.42%
ORIENTE	2413.04	10.36%	2406.00	-1.13%
SUR	644.97	4.41%	646.13	-0.64%
THC	945.36	5.50%	949.46	-0.43%
VALLE	2358.55	4.49%	2305.69	-3.02%

*Datos preliminares. Sujeto a cambios en la versión TXF de la facturación



Demanda de energía Regulada y No Regulada

Abril 2020

	2019-4	2020-4	Crec	Participación
NO REGULADO	1816.87	1369.09	-24.57%	26.46%
REGULADO	3982.05	3805.71	-4.28%	73.54%
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	58.60	62.43	6.71%	4.55%
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	108.94	81.33	-25.35%	5.93%
Construcción, alojamiento, información y comunicaciones	114.22	109.14	-4.35%	7.96%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	98.47	71.73	-26.88%	5.23%
Explotación de minas y canteras	453.46	364.91	-19.53%	26.62%
Industrias manufactureras	775.13	506.25	-34.78%	36.93%
Servicios sociales, comunales y personales	140.93	113.81	-18.85%	8.30%
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	30.96	30.79	-0.51%	2.25%
Transporte y almacenamiento	36.17	30.48	-15.81%	2.22%

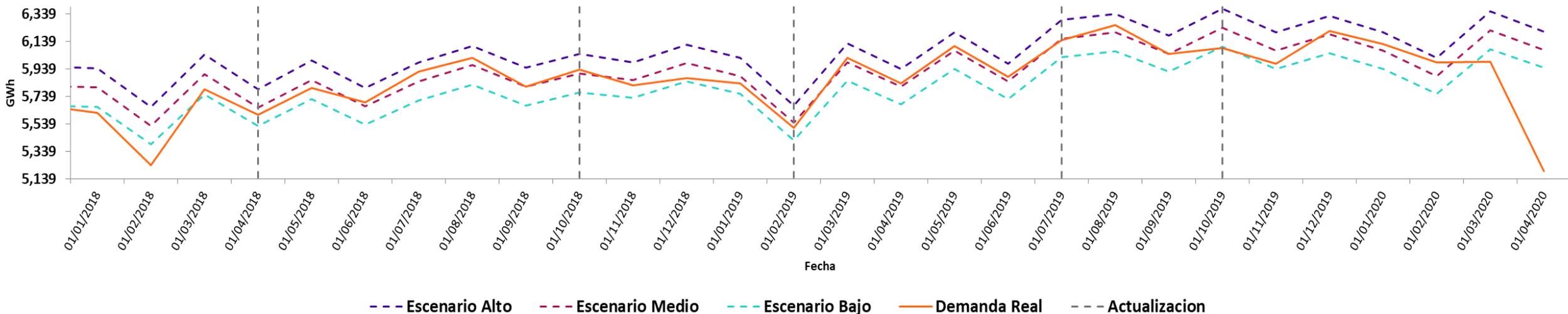
*Datos preliminares. Sujeto a cambios en la versión TXF de la facturación



Seguimiento de la demanda de energía del SIN con escenarios UPME Abril 2020



UPME



	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20
Escenario Alto	5,946	5,663	6,044	5,791	5,999	5,802	5,986	6,107	5,947	6,050	5,988	6,116	6,021	5,674	6,125	5,939	6,206	5,977	6,294	6,339	6,181	6,376	6,205	6,326	6,205	6,019	6,356	6,209
Escenario Medio	5,804	5,527	5,899	5,657	5,860	5,667	5,848	5,966	5,809	5,907	5,858	5,983	5,889	5,548	5,989	5,811	6,072	5,848	6,160	6,203	6,049	6,239	6,071	6,190	6,071	5,888	6,218	6,078
Escenario Bajo	5,662	5,393	5,756	5,524	5,722	5,534	5,711	5,827	5,673	5,767	5,729	5,851	5,758	5,423	5,854	5,683	5,939	5,720	6,026	6,069	5,918	6,103	5,939	6,055	5,937	5,758	6,081	5,947
Demanda Real	5,619	5,239	5,790	5,607	5,799	5,697	5,918	6,019	5,813	5,934	5,819	5,872	5,832	5,509	6,022	5,835	6,104	5,883	6,147	6,257	6,050	6,092	5,979	6,214	6,119	5,988	5,993	5,199

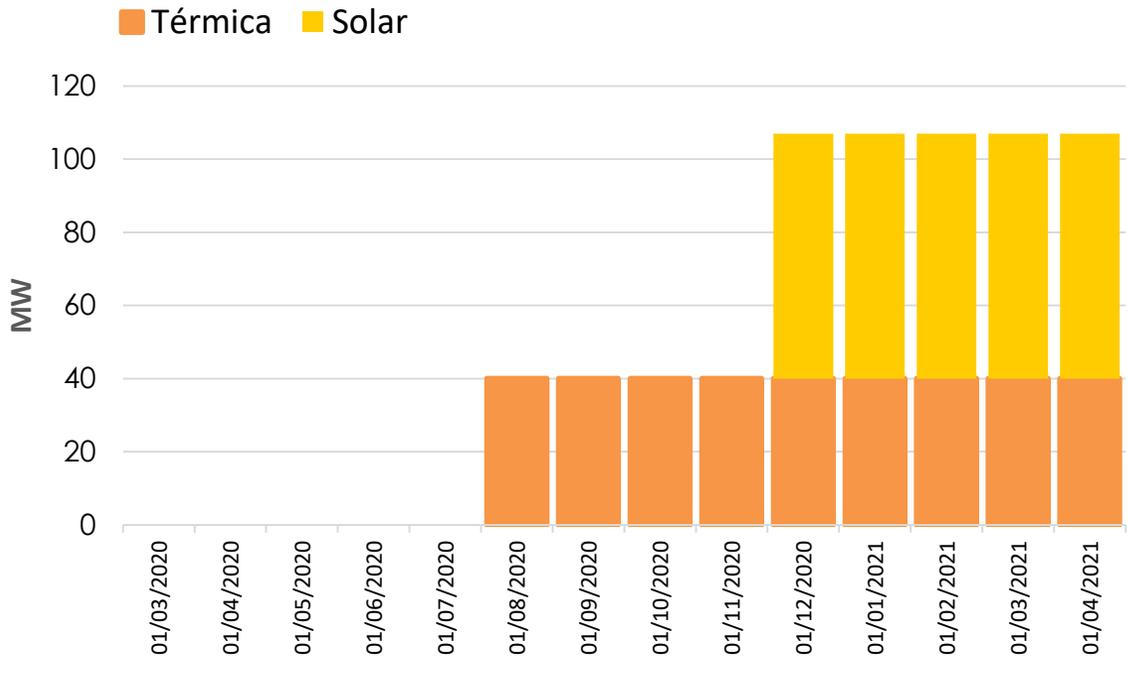
Fecha de publicación

- 2017 07 01
- 2018 04 01
- 2018 10 01
- 2019 02 01
- 2019 07 01
- 2019 10 11



Datos de entrada y supuestos considerados

Proyectos de Generación considerados



Fueron considerados los proyectos del primer año del horizonte del análisis:

NOMBRE PLANTA	TIPO	CEN [MW]	FPO
EL PASO	Solar	68	01/12/2020
AUMENTO CEN TERMOYOPAL	Térmica	40	31/08/2020

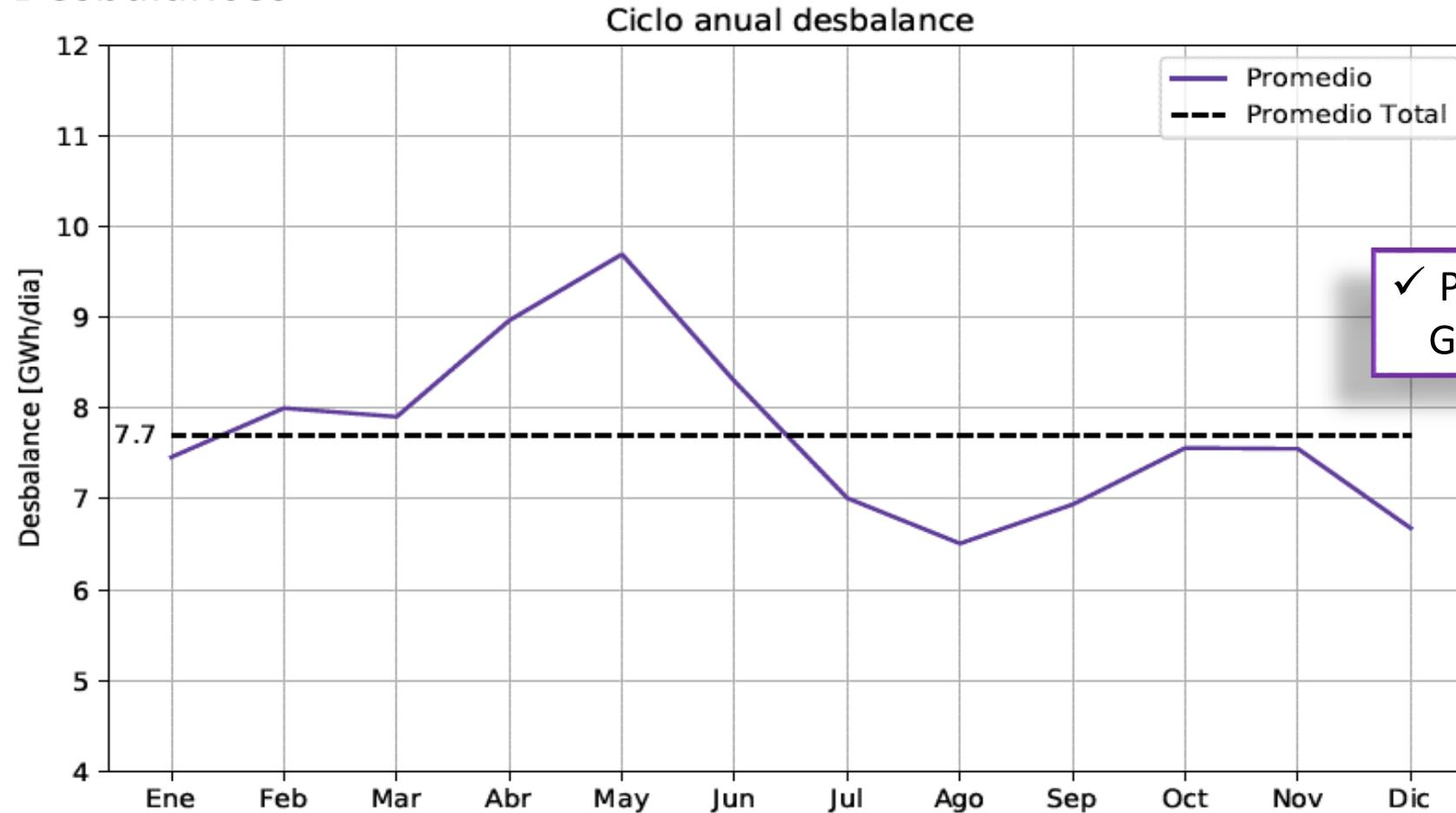
Subasta CxC

Proyectos que ya entraron en operación bajo el esquema de incentivos del CxC

Nombre Planta	Tipo	CEN [MW]	Fecha en que entró en operación
Escuela de Minas	Hidráulica	55	30/09/2019
Aumento de CEN Termovalle	Térmica	240 (aumento de 40 MW)	02/01/2020

Datos de entrada y supuestos considerados

Desbalances



✓ Promedio Anual 7.7
GWh/día

Supuestos considerados



Aportes hídricos

Los aportes corresponden al agua que llega a los embalses del SIN, donde se almacena y administra la generación de las principales centrales hidroeléctricas.

Se consideran escenarios determinísticos con los que se revisa que ocurriría en el futuro si se presentara una condición particular ya sea pronosticada o histórica, y un análisis estocástico que considera un conjunto de escenarios sintéticos generados a partir de la historia

Caso Esperado SURER: → Escenario hidrológico esperado por el SURER.

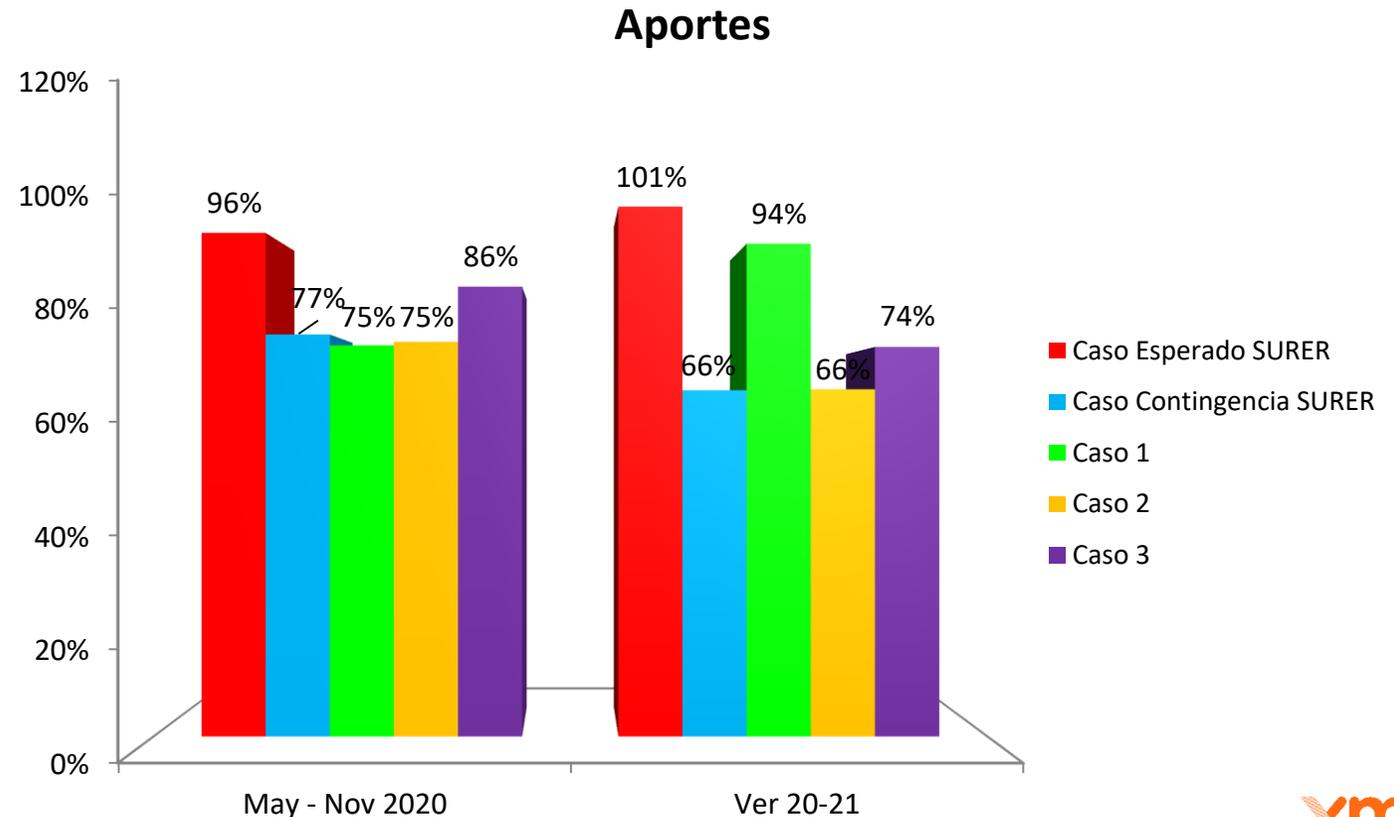
Caso Contingencia SURER: Definido por el SURER en reunión de abril → corresponde a la hidrología histórica 2015-2017 acotado al escenario esperado del Subcomité.

Caso 1: → Hidrología histórica 1992-1994, con aportes deficitarios durante el primer año de análisis.

Caso 2: → Hidrología histórica 1992-93 hasta nov-2020, luego la hidrología histórica 2015-2017, con aportes deficitarios durante todo el horizonte de la simulación.

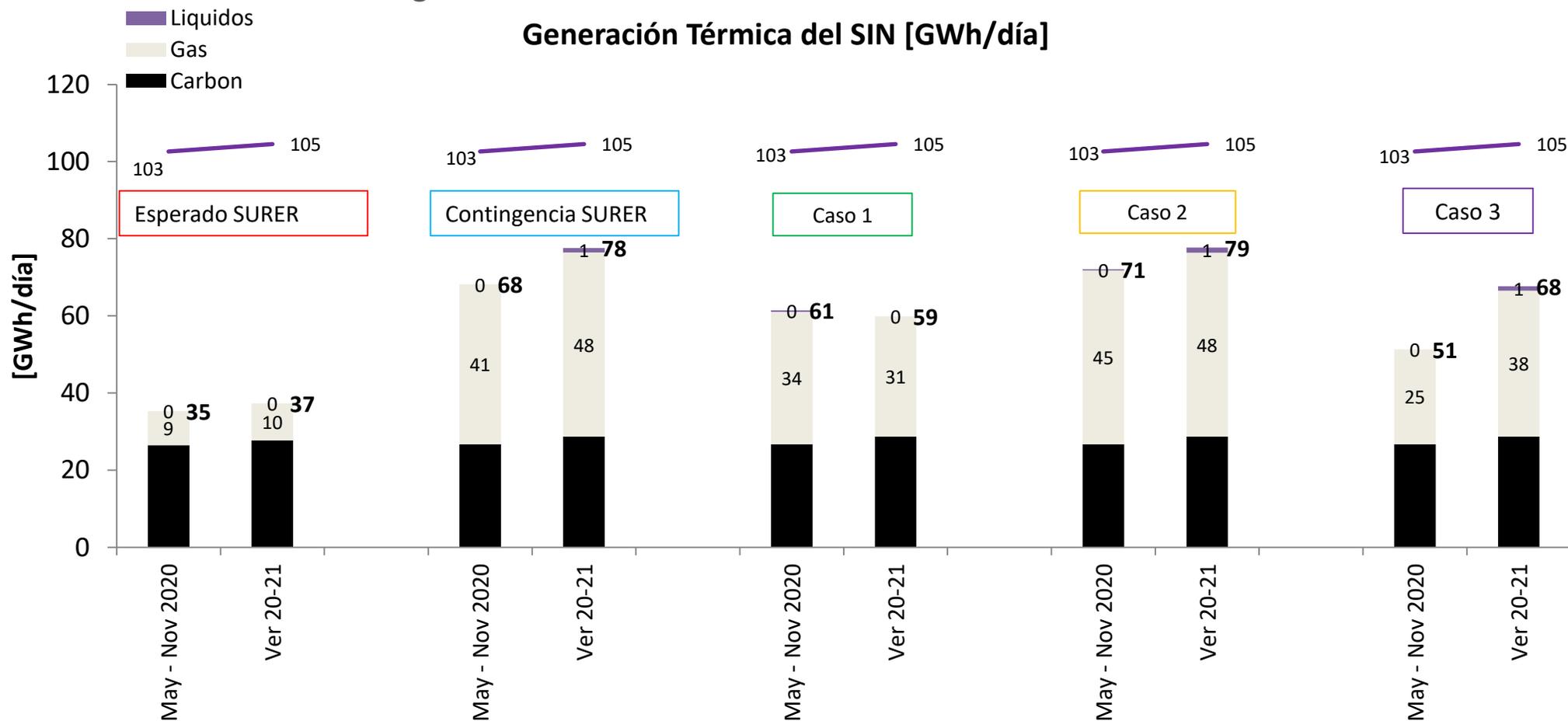
Caso 3: → Hidrología histórica 2019 + Esperado SURER.

Porcentajes respecto a la media histórica de aportes hídricos



Resumen resultados

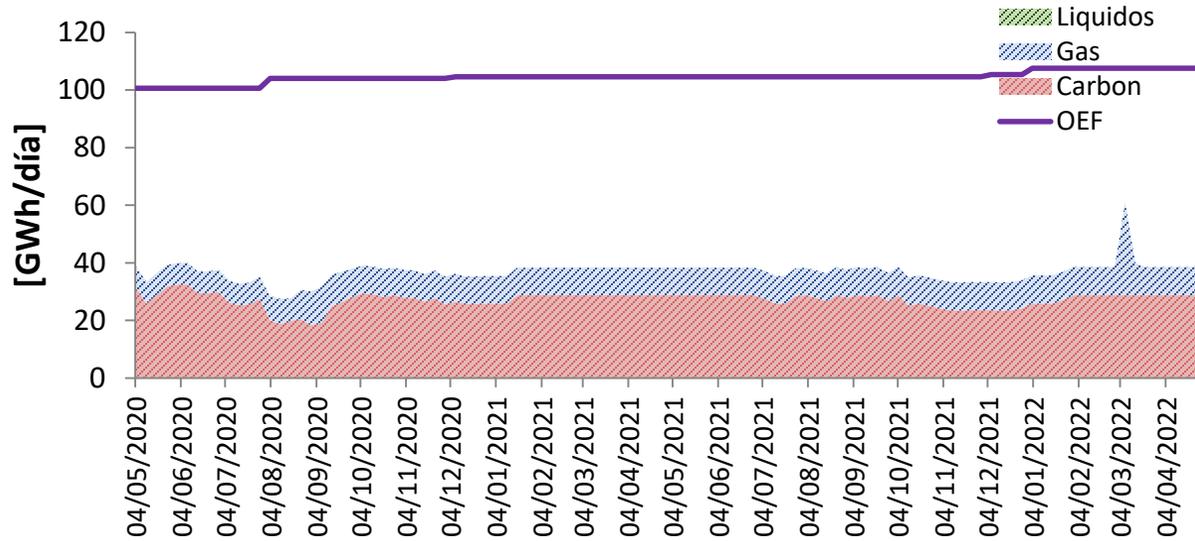
Promedios de generación térmica y consumos de combustibles requeridos dependiendo los escenarios hidrológicos considerados



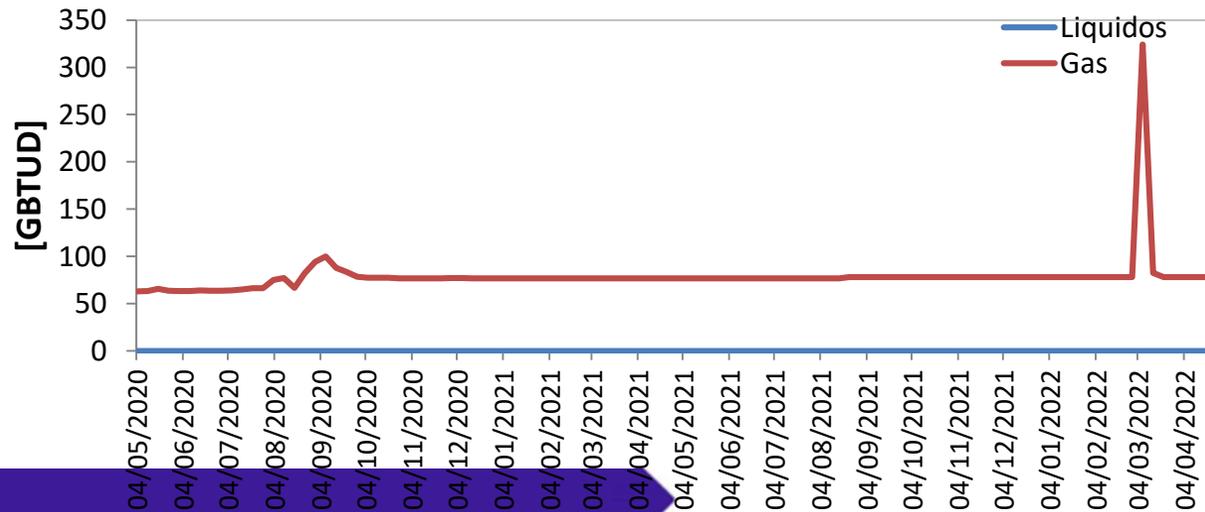
Los requerimientos de combustibles líquidos, son debidos principalmente a los índices de indisponibilidad de las plantas y la información de entrada de disponibilidad de combustibles reportada por los generadores térmicos.

Escenario hidrológico Esperado SURER

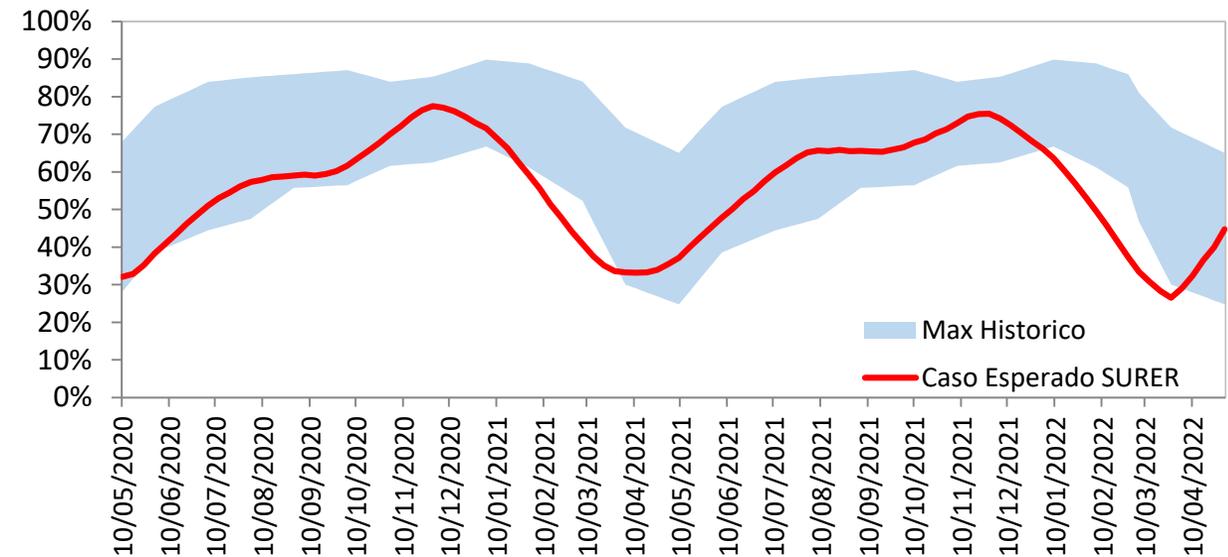
Generación Térmica del SIN [GWh/día]



Consumo de combustibles



Embalse Agregado del SIN [%]



La atención de la demanda se realiza cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Generación térmica promedio de 35 GWh/día hasta noviembre y 37 GWh/día durante el Verano 20-21.

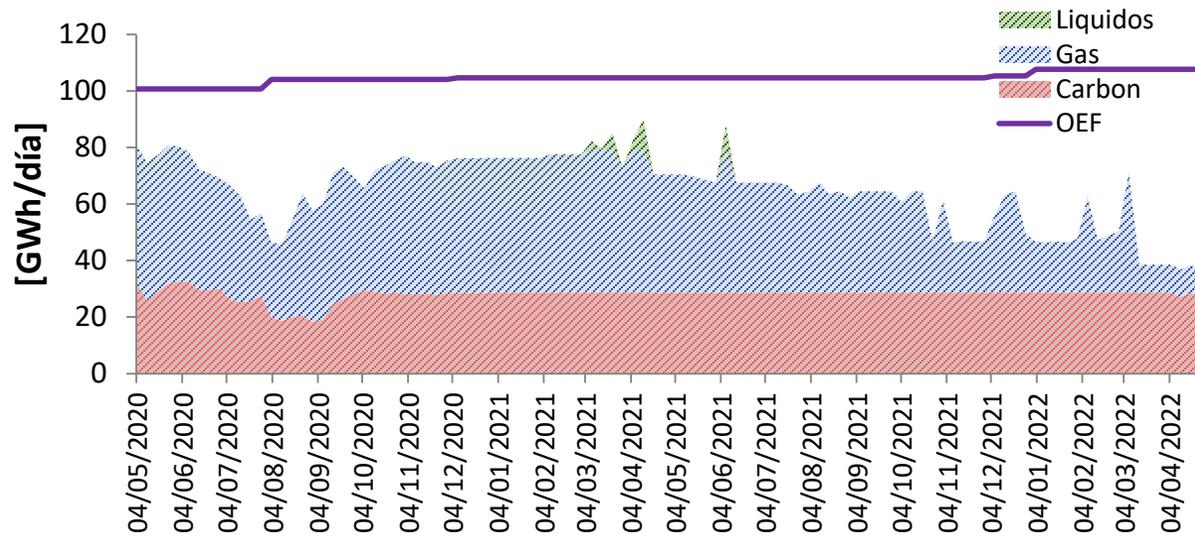
El nivel de embalse para el inicio del verano 20-21 en 79%.

No se presenta consumo de combustibles líquidos.

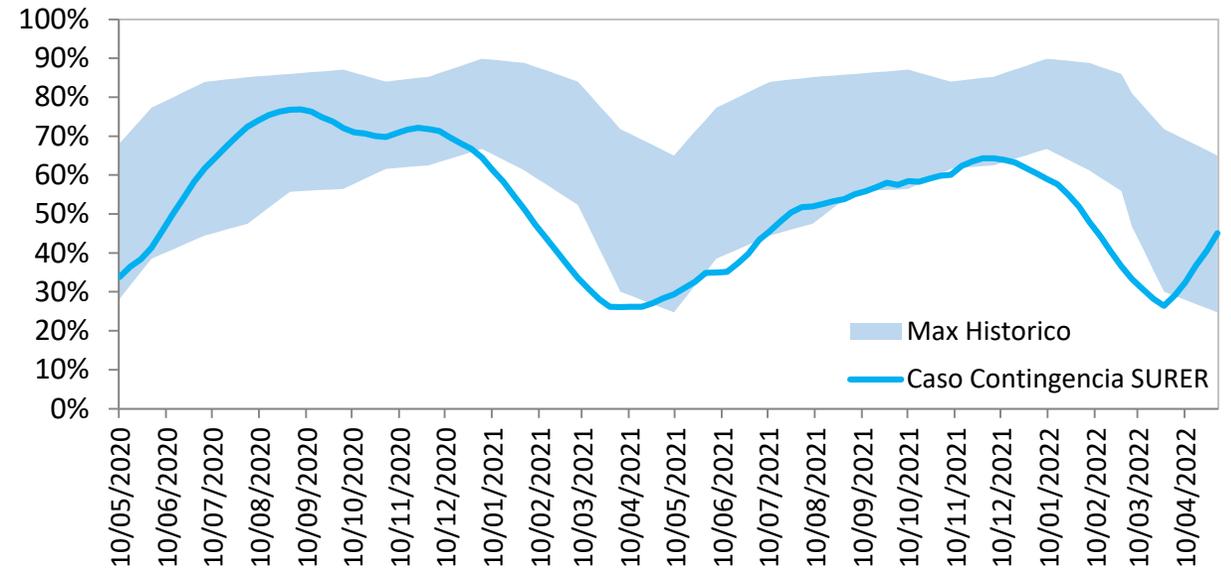


Escenario hidrológico Contingencia SURER

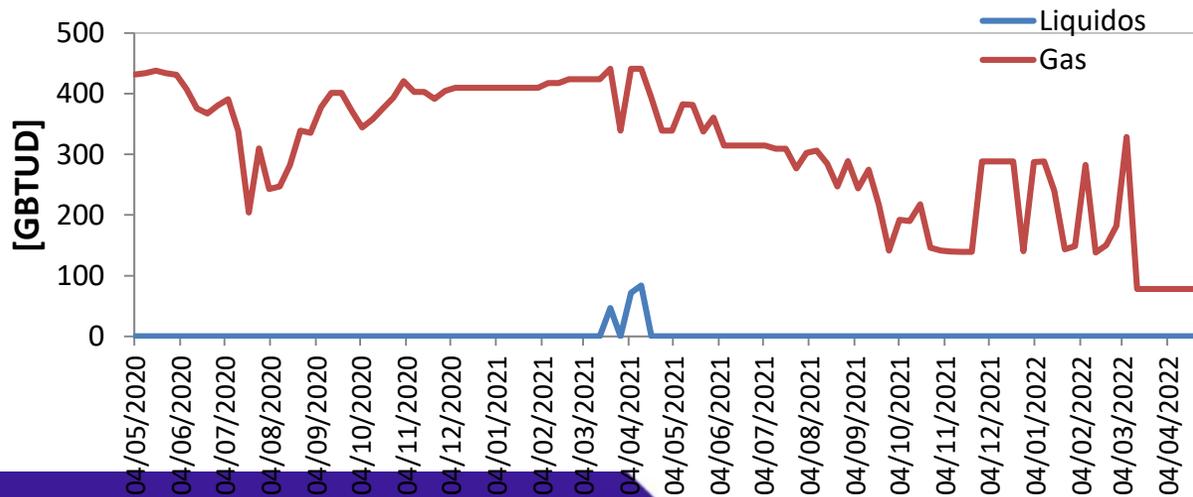
Generación Térmica del SIN [GWh/día]



Embalse Agregado del SIN [%]



Consumo de combustibles



La atención de la demanda se realiza cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

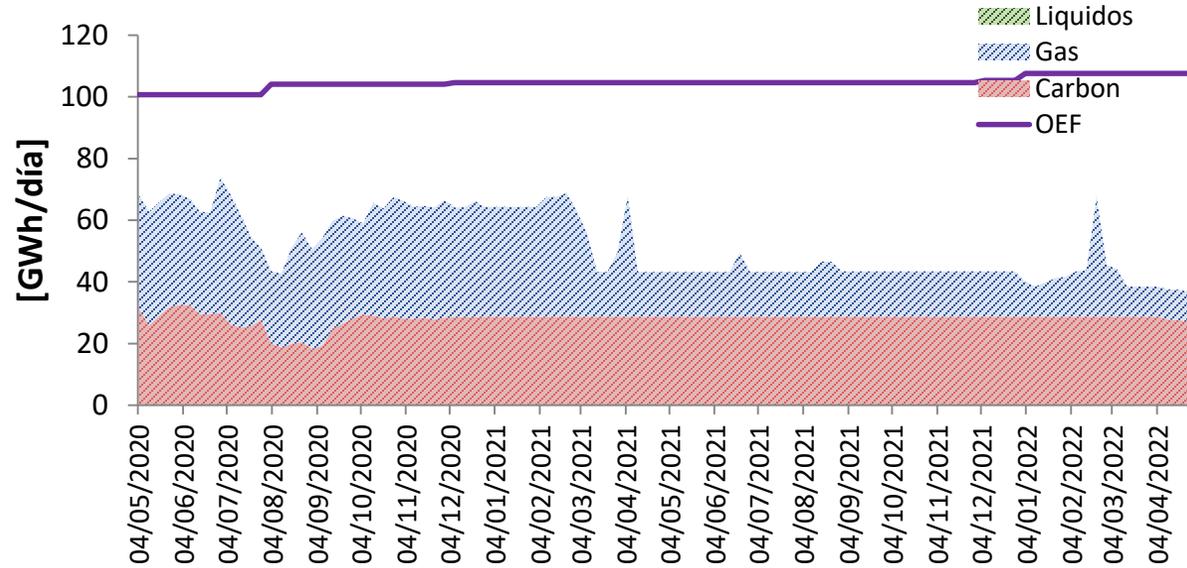
Generación térmica promedio de 68 GWh/día durante la estación de invierno y 78 GWh/día durante el Verano 20-21.

El nivel de embalse para el inicio del verano 20-21 en 71%

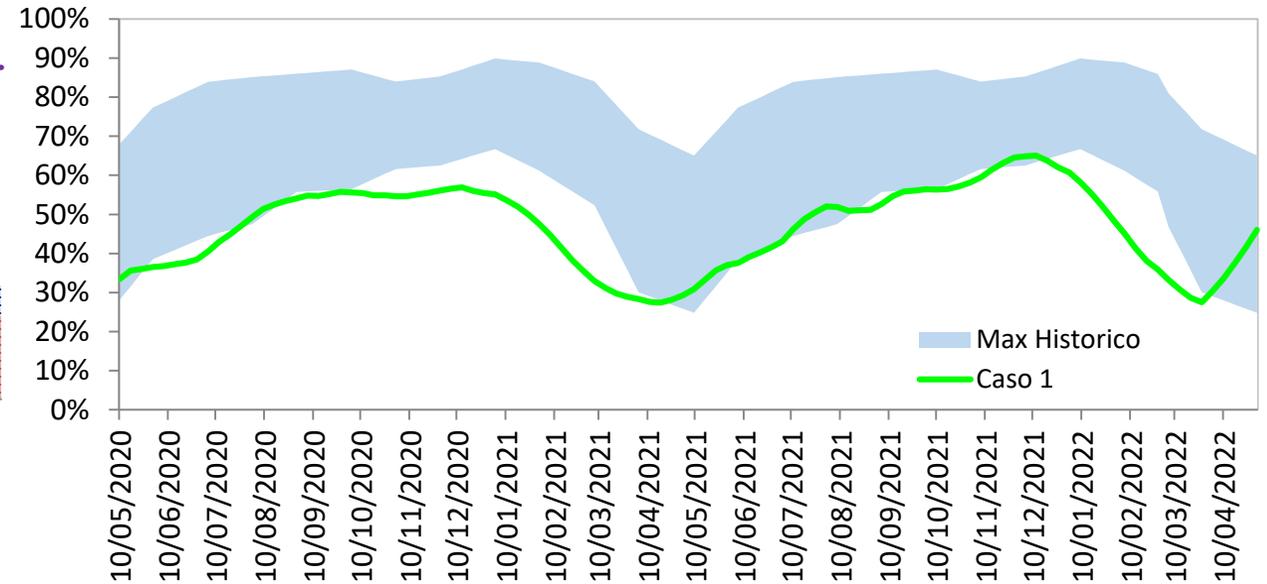


Caso 1. Hidrología histórica 1992-1994

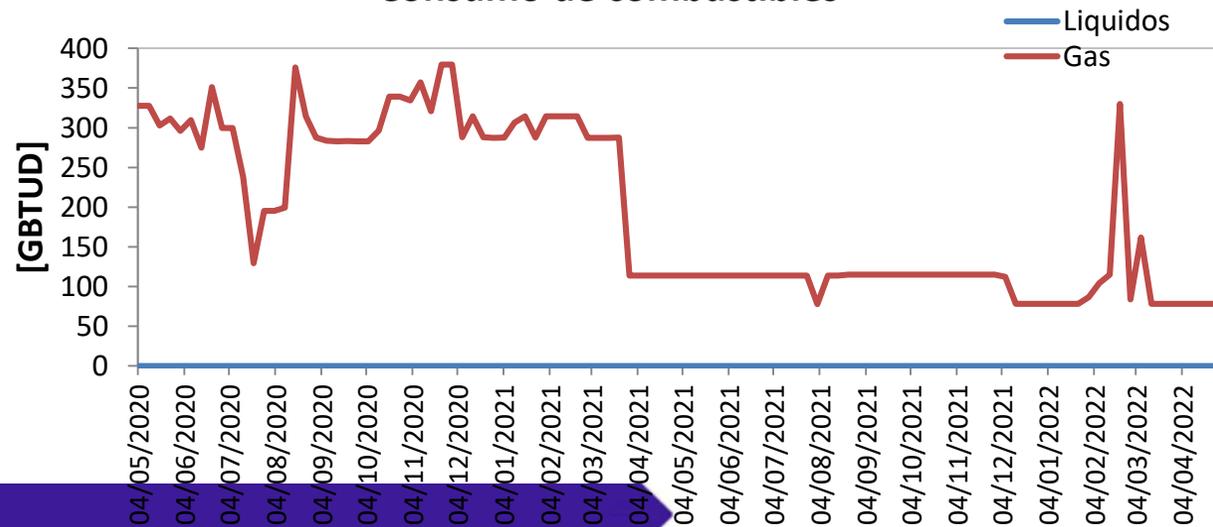
Generación Térmica del SIN [GWh/día]



Embalse Agregado del SIN [%]



Consumo de combustibles



La atención de la demanda se realiza cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

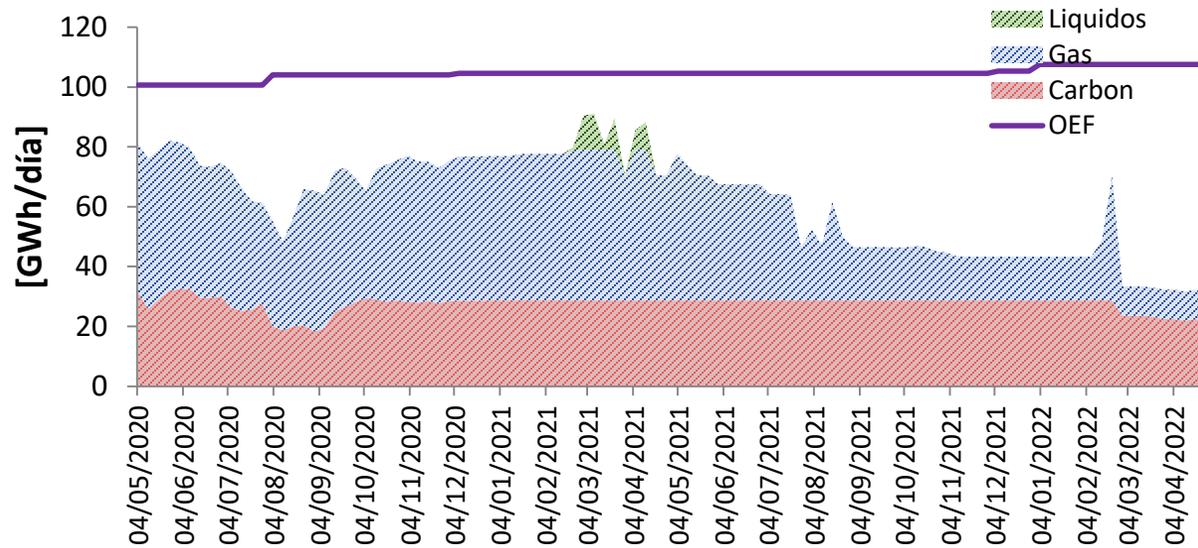
Generación térmica promedio de 61 GWh/día para la estación de invierno.

La evolución del embalse por debajo de los históricos en el primer año obedece a los aportes reducidos en los primeros meses. Con un nivel de embalse del 57 % para el inicio del verano 20-21.

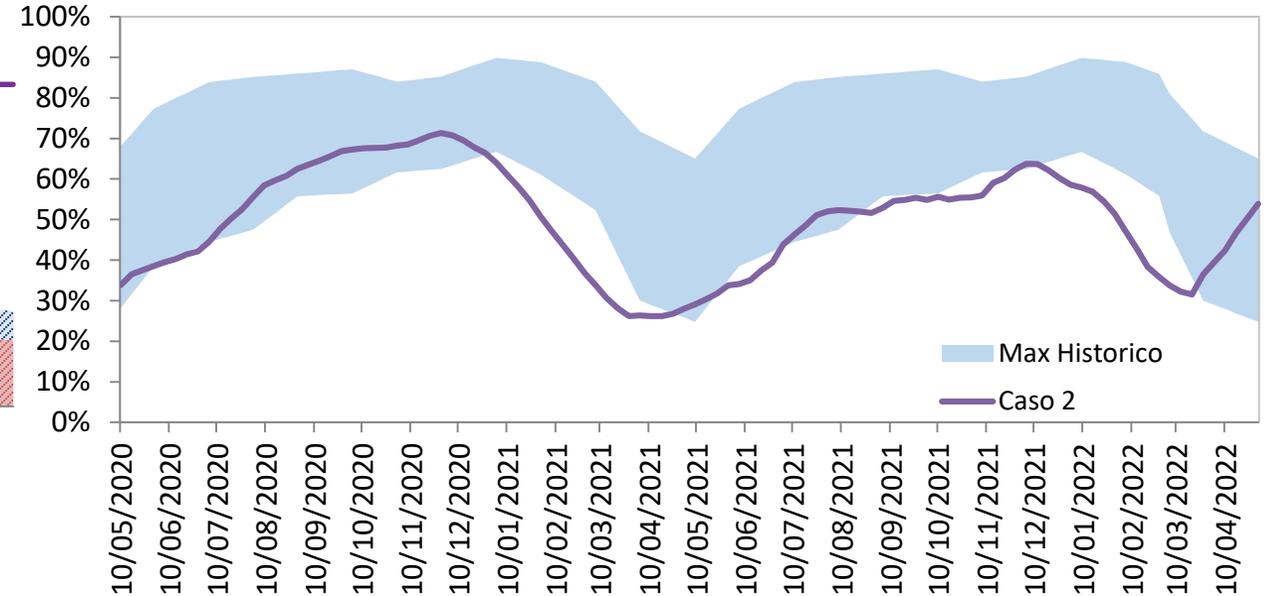


Caso 2. Hidrología Histórica 1992+2015-2016

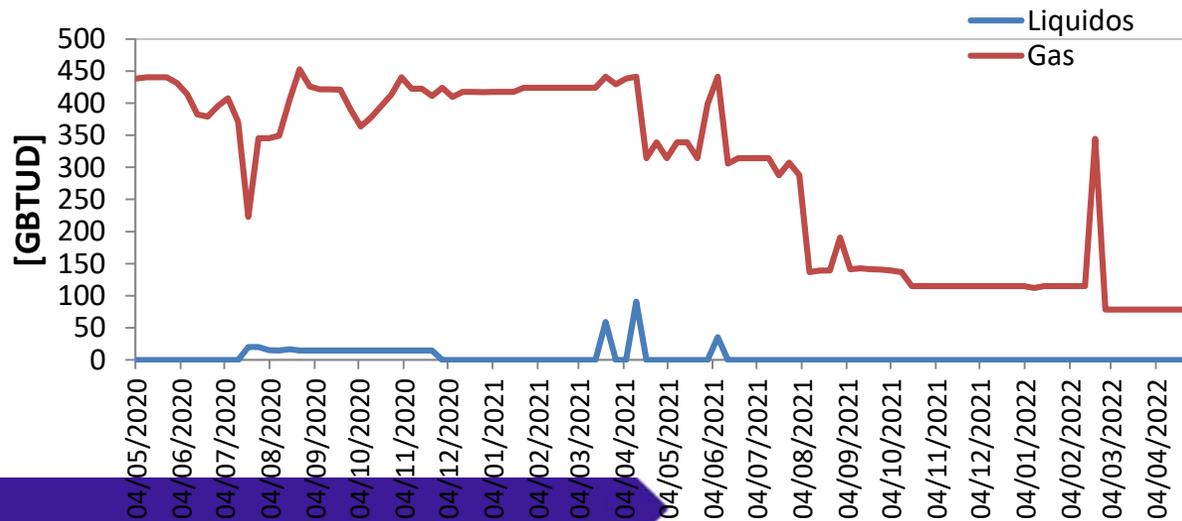
Generación Térmica del SIN [GWh/día]



Embalse Agregado del SIN [%]



Consumo de combustibles



La atención de la demanda se realiza cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

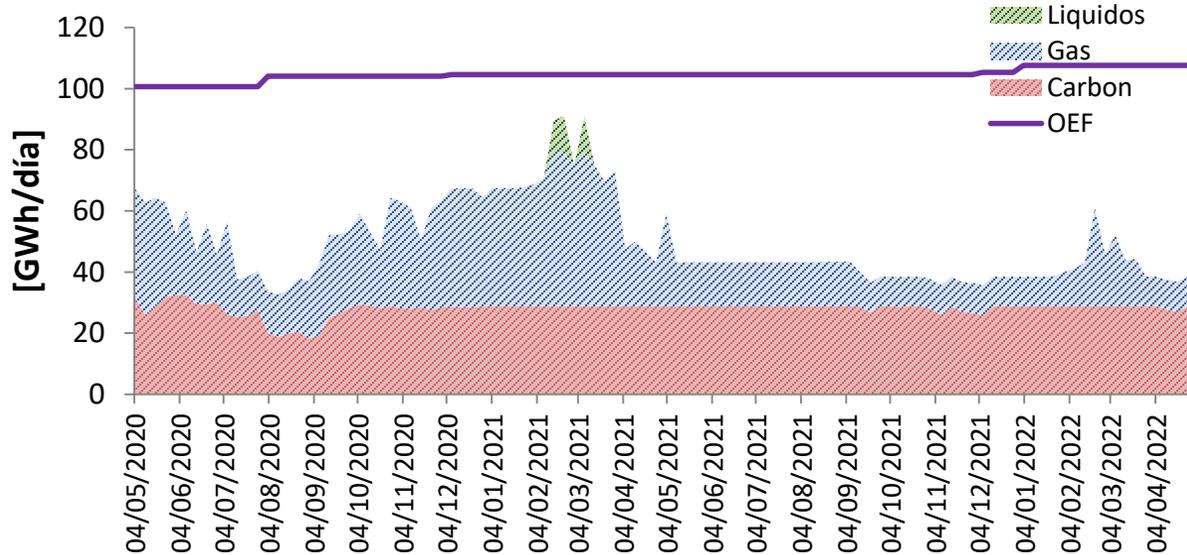
Generación térmica promedio de 71 GWh/día entre mayo - noviembre 2020 y 79 GWh/día durante el verano 2020-2021.

El nivel de embalse para el inicio del verano 20-21, es del 70%.

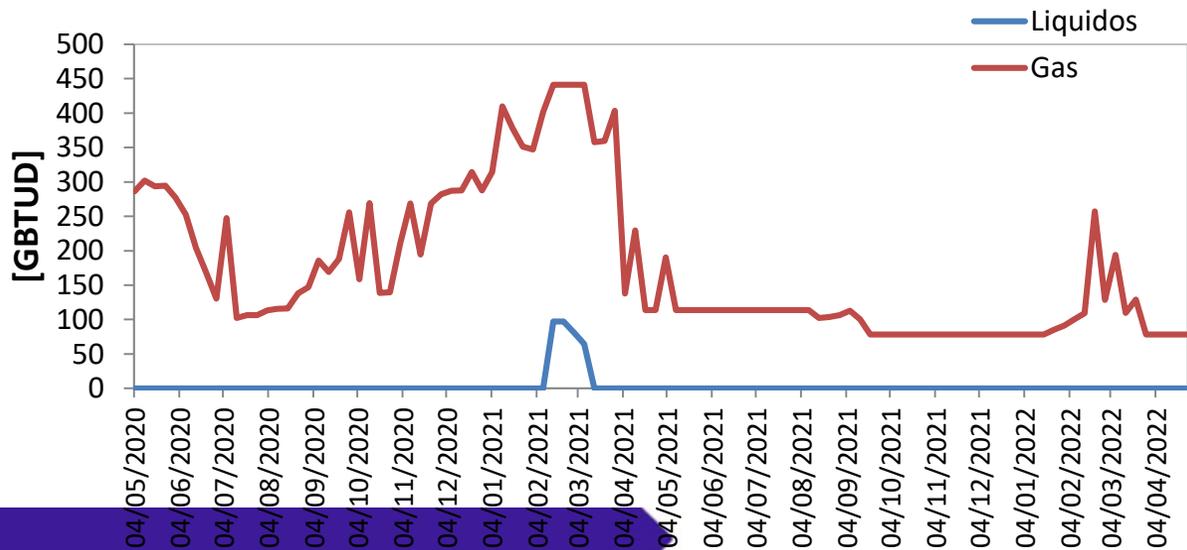


Caso 3. Hidrología Histórica 2009-10 + SURER

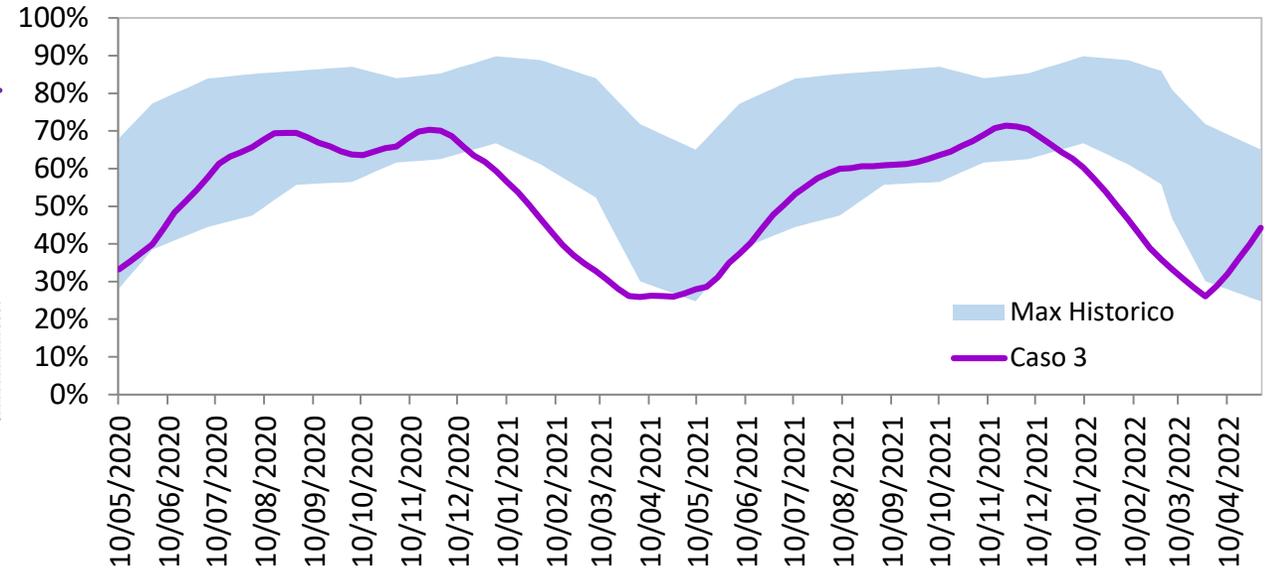
Generación Térmica del SIN [GWh/día]



Consumo de combustibles



Embalse Agregado del SIN [%]



La atención de la demanda se realiza cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Generación térmica promedio de 51 GWh/día entre mayo-noviembre 2020 y 68 GWh/día en el verano 20-21.

El nivel de embalse para el inicio del verano 20-21, es del 72%.



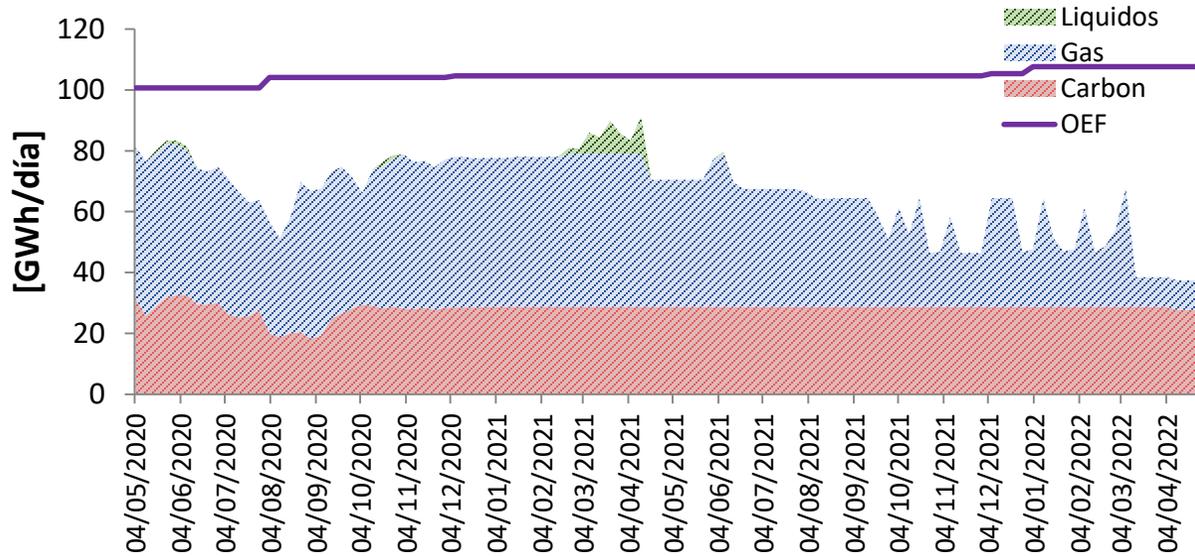
Resultados sensibilidad demanda

Escenarios UPME: Escenario Bajo Junio + Escenario Medio hasta Diciembre + Escenario Alto Enero – Abril 2021.

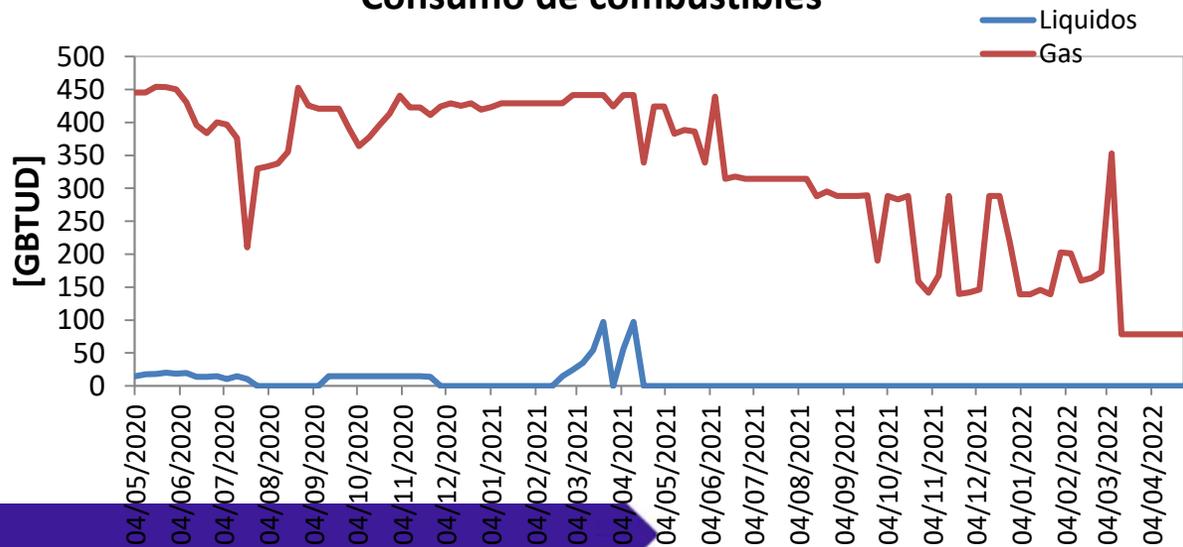


Escenario hidrológico Contingencia SURER

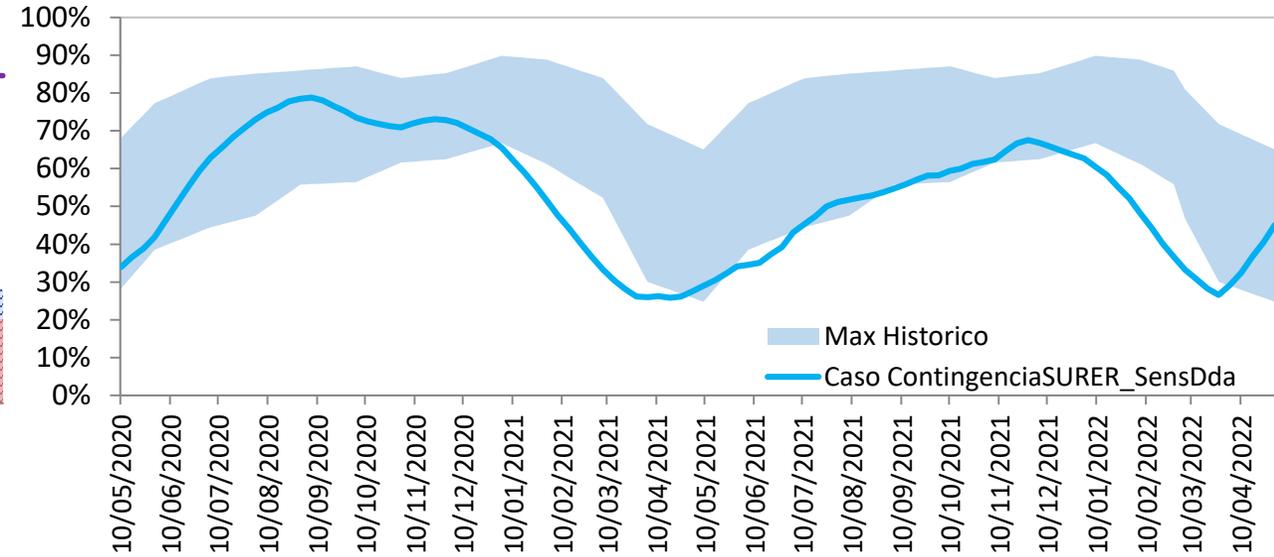
Generación Térmica del SIN [GWh/día]



Consumo de combustibles



Embalse Agregado del SIN [%]



La atención de la demanda se realiza cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

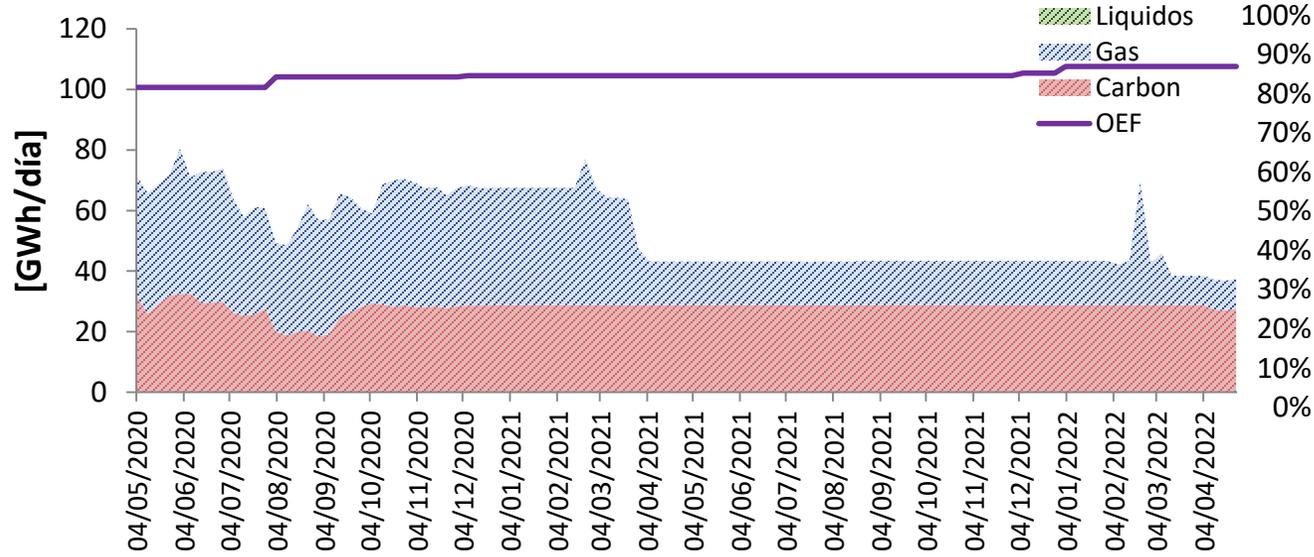
Generación térmica promedio de 72 GWh/día durante los meses Mayo a noviembre y 80 GWh/día durante el Verano 20-21.

El nivel de embalse para el inicio del verano 20-21, es del 73%

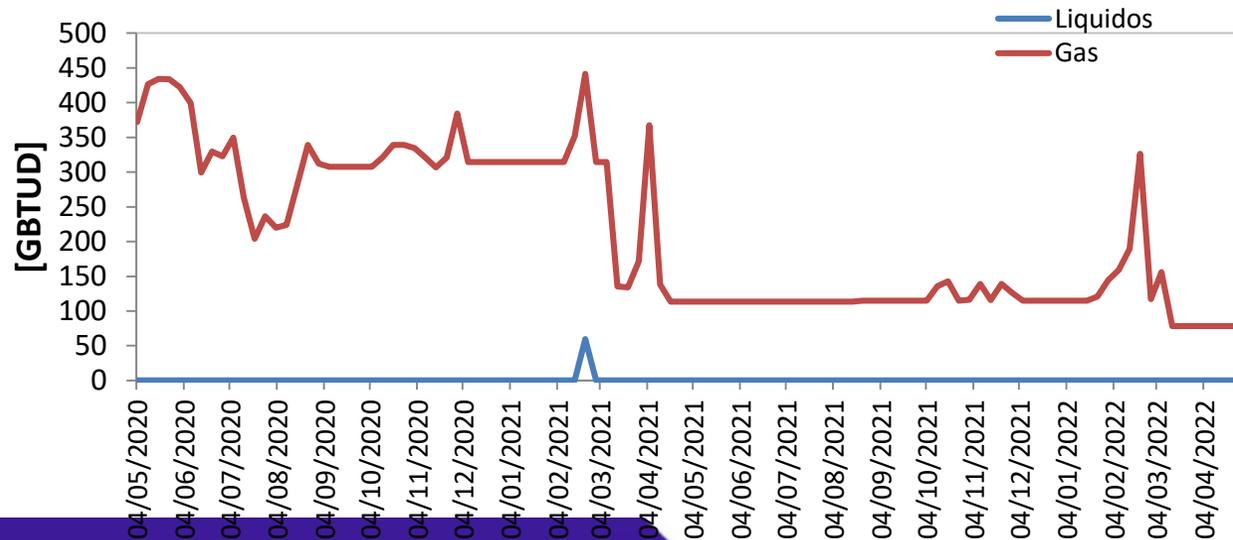


Caso 1. Hidrología histórica 1992-1994

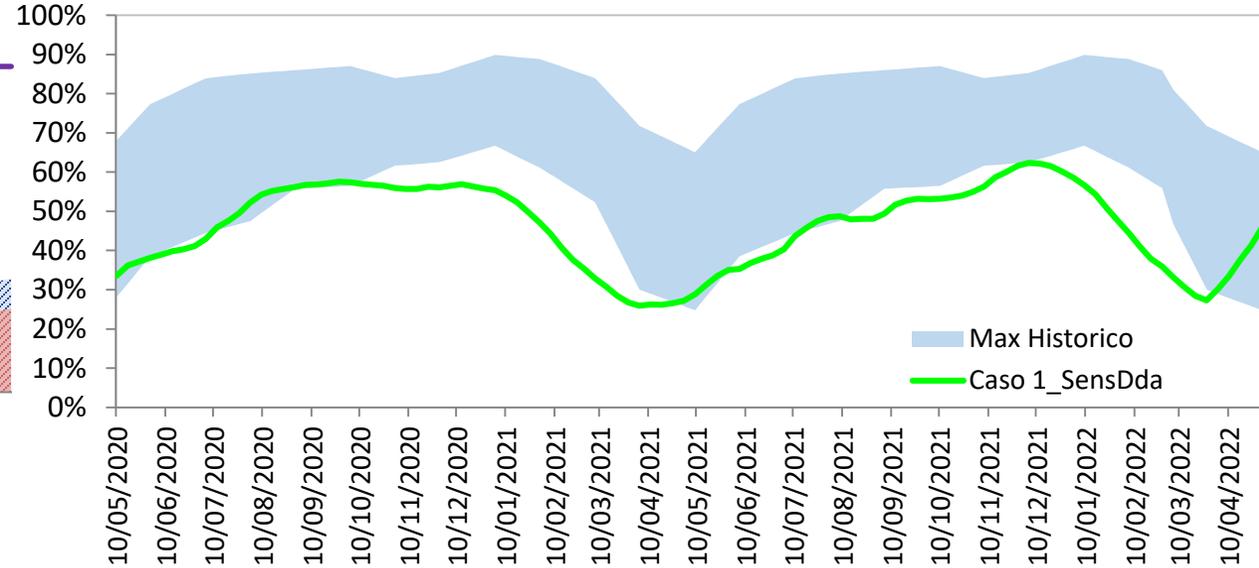
Generación Térmica del SIN [GWh/día]



Consumo de combustibles



Embalse Agregado del SIN [%]



La atención de la demanda se realiza cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

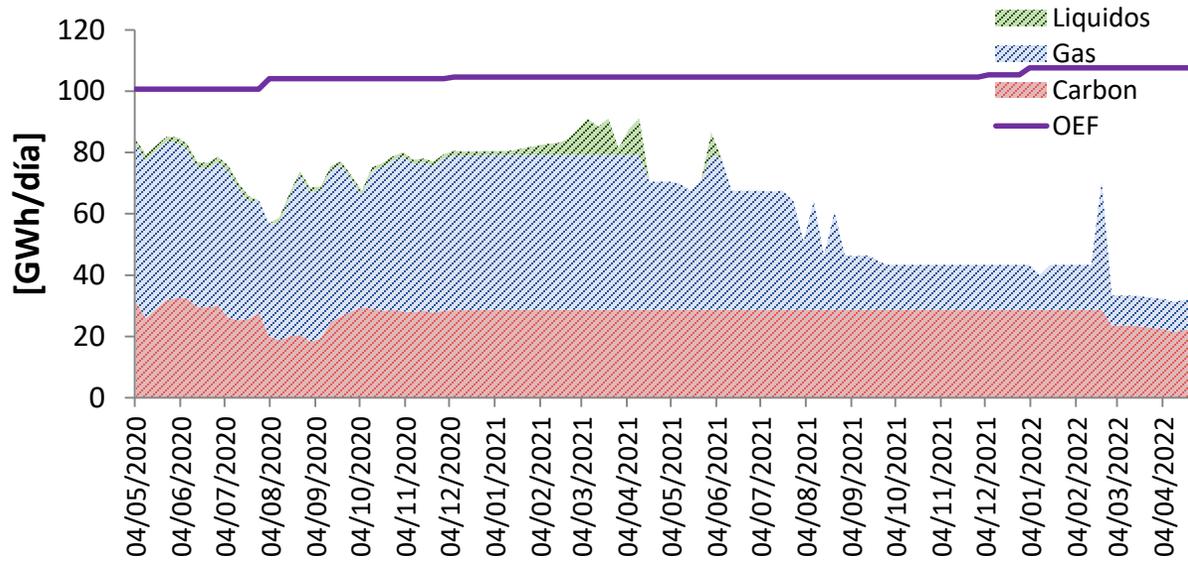
Generación térmica promedio de 65 GWh/para la estación de invierno y 62 GWh/día durante el verano 20-21.

El nivel de embalse para el inicio del verano 20-21, es del 57%.

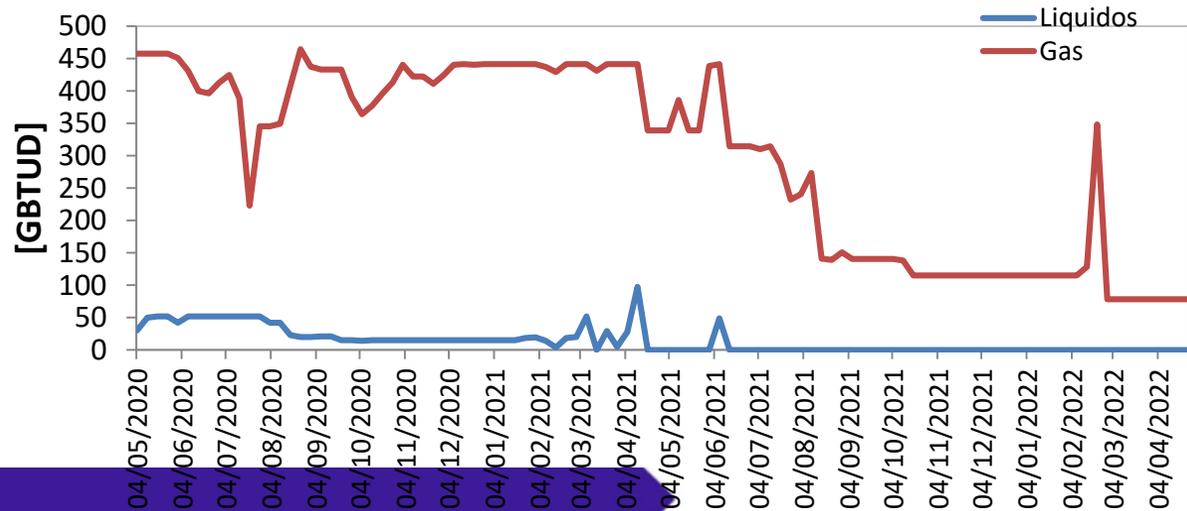


Caso 2. Hidrología Histórica 1992+2015-2016

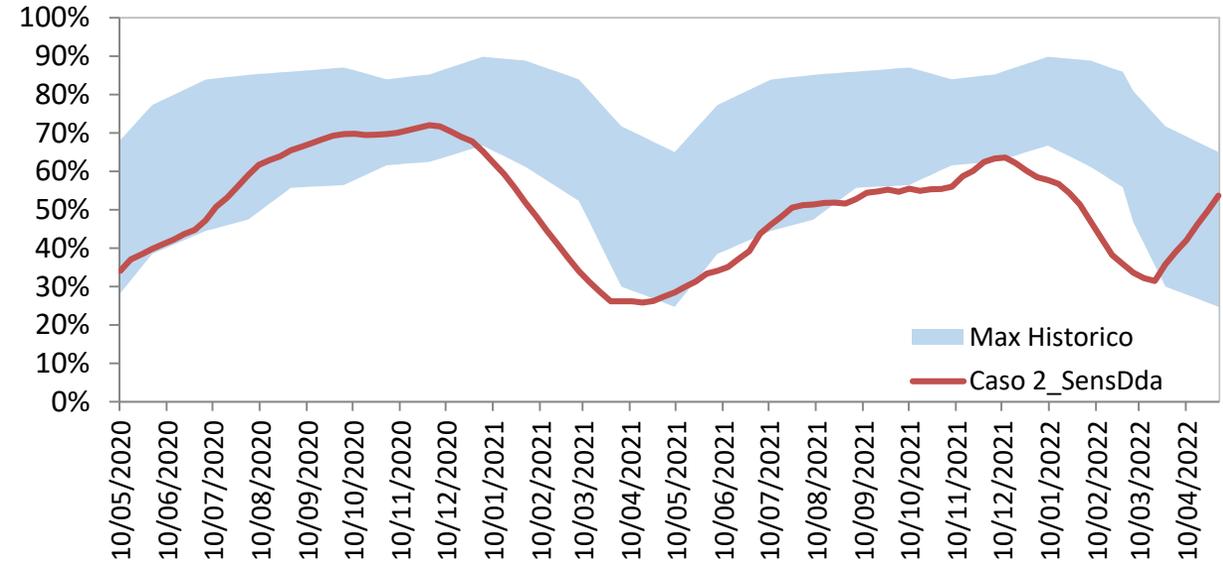
Generación Térmica del SIN [GWh/día]



Consumo de combustibles



Embalse Agregado del SIN [%]



La atención de la demanda se realiza cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

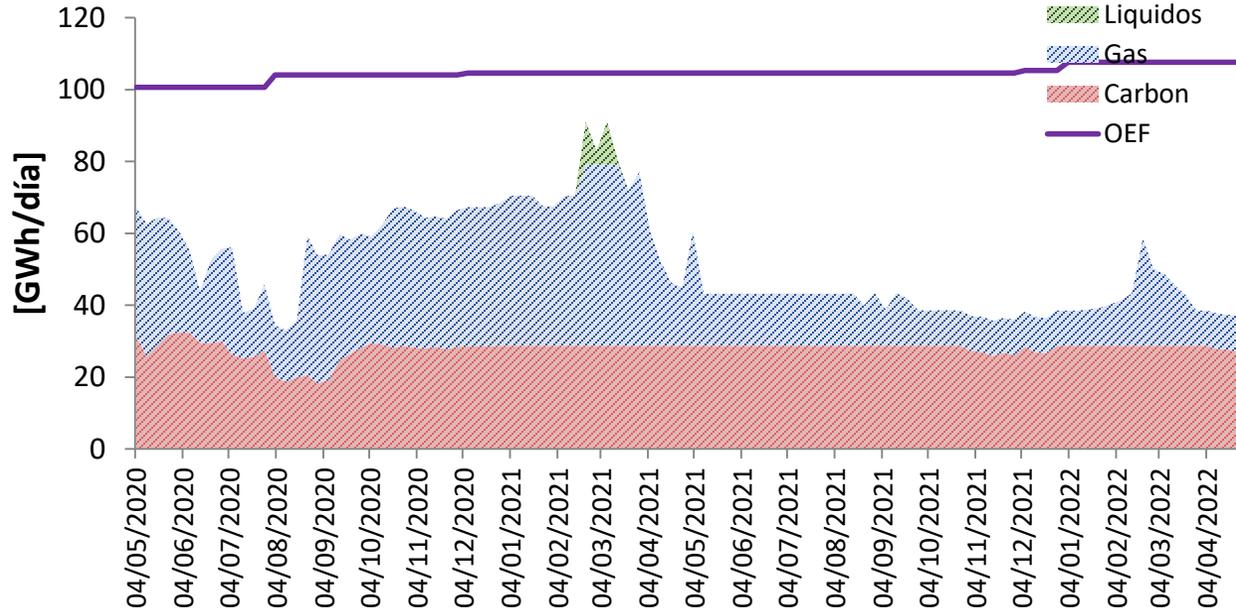
Generación térmica promedio de 75 GWh/día durante los meses Mayo a Noviembre de 2020 y 83 GWh/día durante el verano 20-21.

El nivel de embalse para el inicio del verano 20-21, es del 70%.

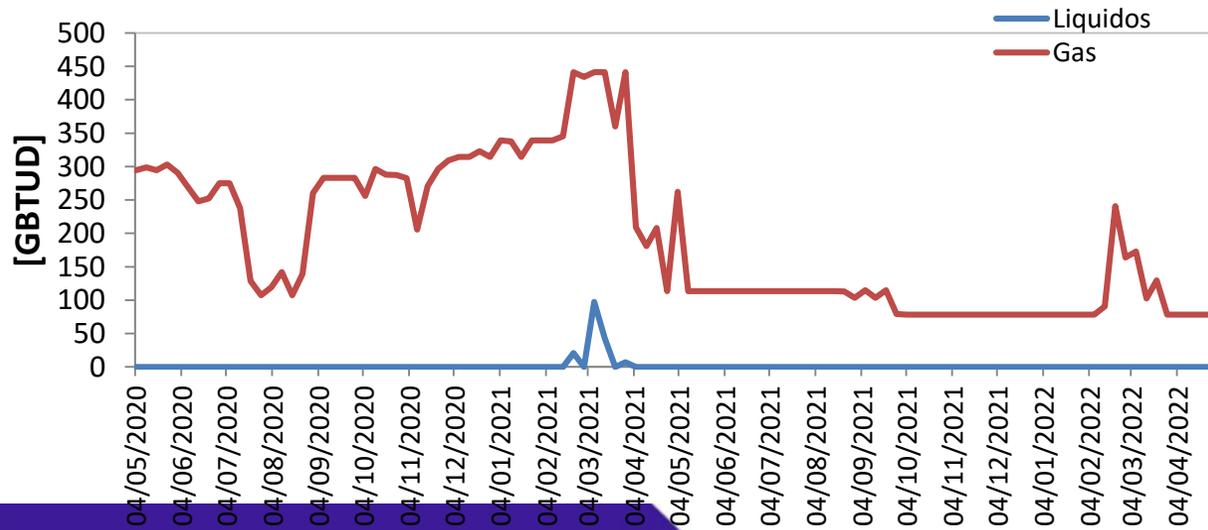


Caso 3. Hidrología Histórica 2009-10 + SURER

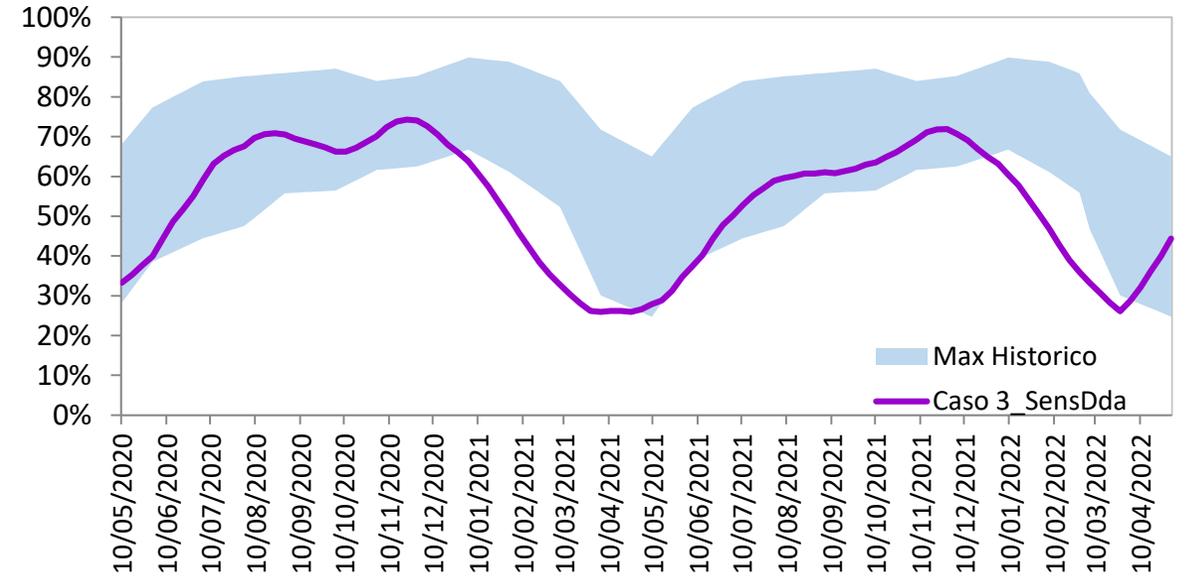
Generación Térmica del SIN [GWh/día]



Consumo de combustibles



Embalse Agregado del SIN [%]



La atención de la demanda se realiza cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

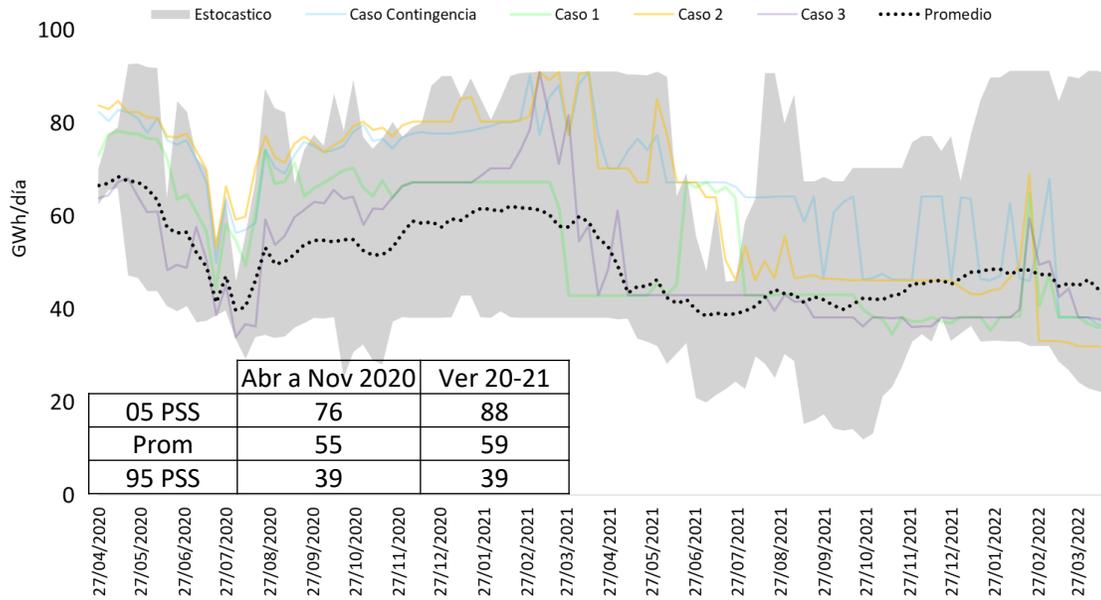
Generación térmica promedio de 56 GWh/día durante los meses Mayo a Noviembre de 2020 y 69 GWh/día durante el verano 20-21.

El nivel de embalse para el inicio del verano 20-21, es del 74%.

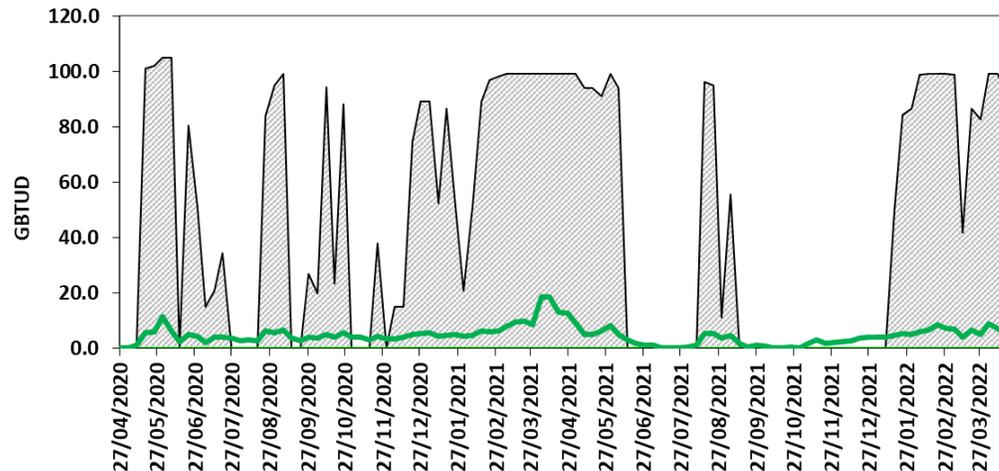


Escenario Estocástico

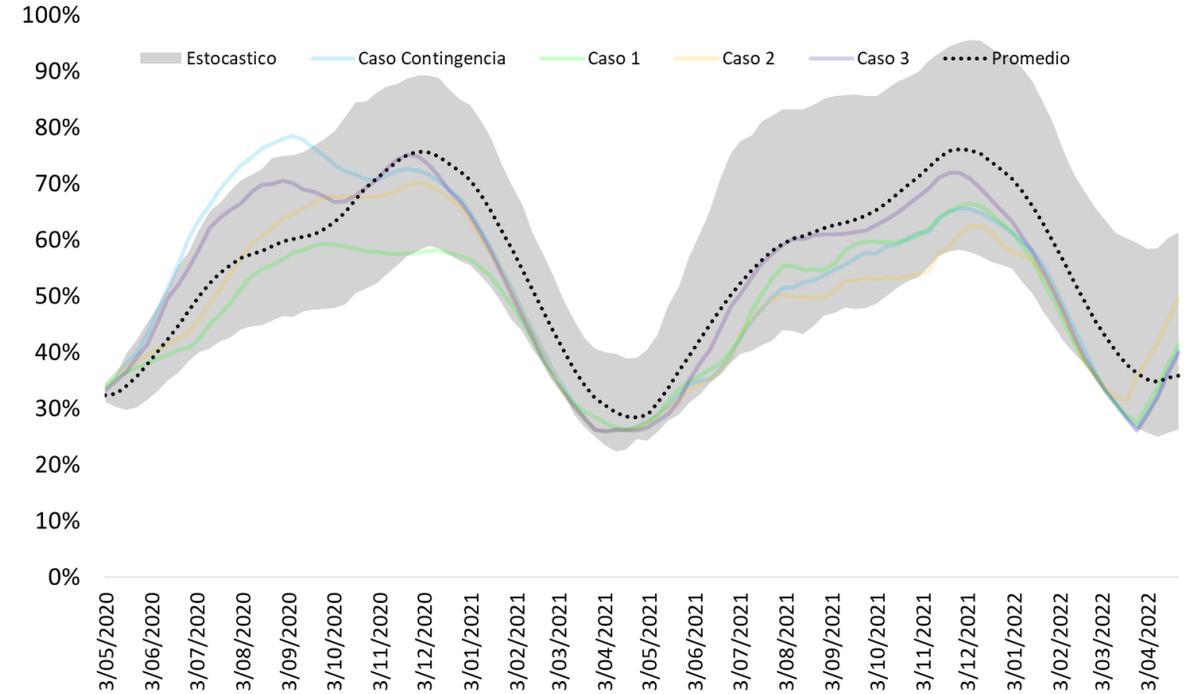
Generación Térmica [GWh/día]



COMBUSTIBLES LÍQUIDOS



Embalse agregado SIN %



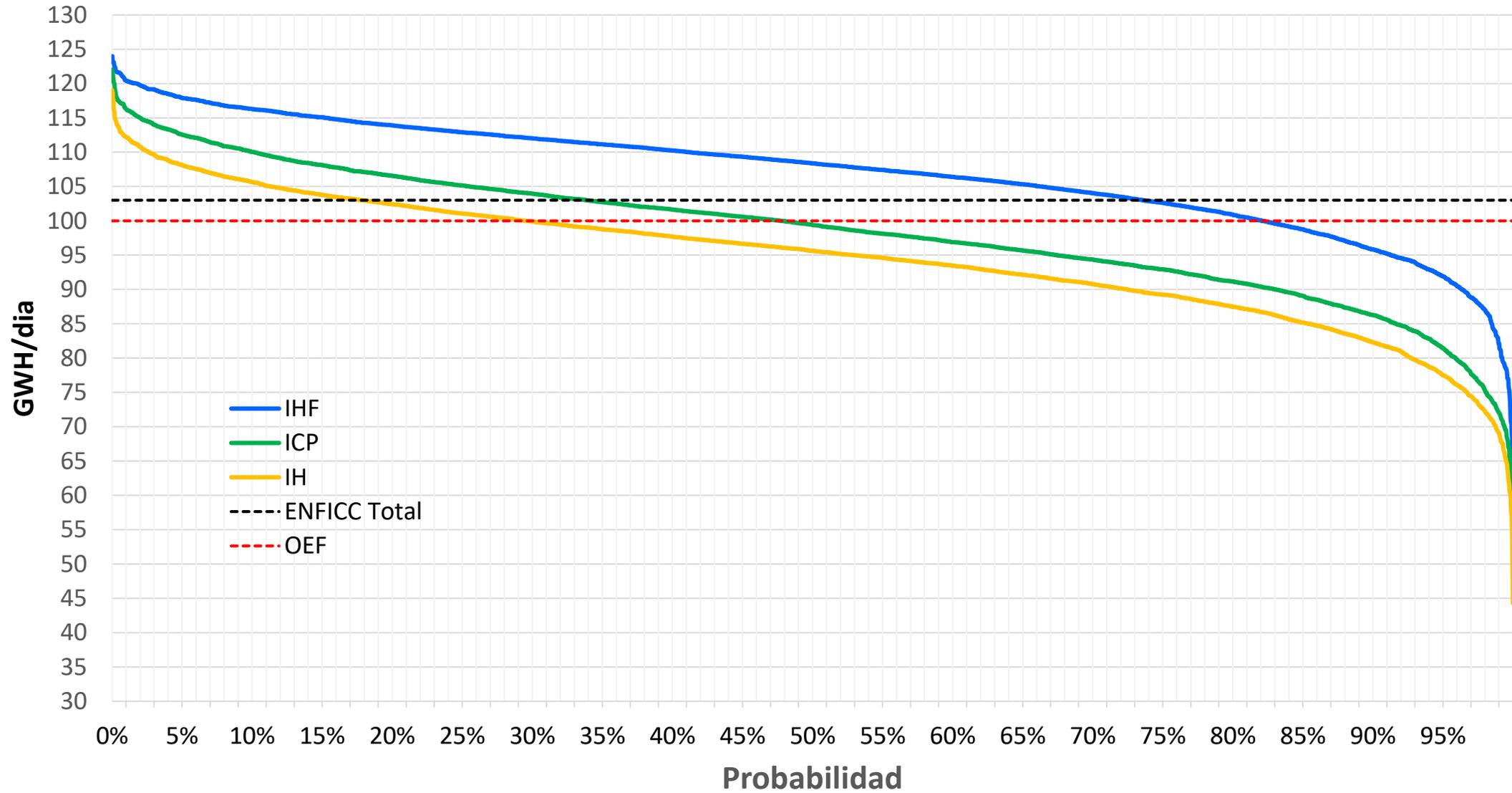
Para los 100 escenarios considerados se atiende la demanda cumpliendo con los índices de confiabilidad establecidos en la regulación.

Escenario 05 PSS. Generación térmica promedio de 76 GWh/día durante Abril hasta Noviembre 2020 (Invierno) y 88 GWh/día en el verano 2020-2021.

23 escenarios requieren consumo de combustibles líquidos durante la estación de invierno 2020 y 42 escenarios requieren consumo de combustibles líquidos en el verano 20-21 .



Probabilidad excedencia de un valor de generación térmica



Anexo radar proyecto: Proyectos del STN en etapa I



1. Análisis las alternativas de expansión identificados por la UPME que permitirán eliminar las restricciones eléctricas u operativas

ÁREA / SUB ÁREA	RESTRICCIÓN	ETAPA	ESTADO	OBSERVACIONES	Fecha preliminar (Estimada)
Antioquia	Atención radial de la demanda desde el ATR Urabá 220/110 kV	1.1	Pendiente aclaración por parte OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2017
Casanare	Agotamiento en la red a 115 kV	1.2	Presentado en el Plan de Expansión versión preliminar 2016 - 2030		2015
Arauca	Atención radial de la demanda	1.1	Presentado en el Plan de Expansión versión preliminar 2016 - 2030		2017
Suroccidental - Valle	Sobrecargas en estado estacionario; se observan sobrecargas del anillo Yumbo - La Campiña - Chipichape 115 kV	1.1	Análizado por la UPME. Pendiente aclaraciones por parte del OR		2017
Nariño	Agotamiento de la red a 115 kV de Cauca - Nariño	1.2	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2015
	Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV	1.1	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2018
Cauca	Agotamiento en la capacidad de transformación 230/115 kV	1.2	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	2018
Tolima – Huila - Caquetá	Agotamiento de capacidad de transformación, sobrecargas y atención radial de la demanda	1.1	En análisis UPME		2017
Putumayo	Atención Radial de la demanda	1.1	Conceptuado 2 TRF Mocoa 220/115 kV - 50 MVA		2017
Meta	Atención radial de la demanda San José del Guaviare.	1.2	Conceptuado eliminación de radialidad hasta Granada		2017
	Sobrecarga circuito Ocoa - Barzal 115 kV ante N-1 Reforma - Barzal 115 kV	1.1	Pendiente por parte del OR	No se ha definido proyecto. No se ha presentado proyecto por parte OR	--

Anexo radar de proyectos: Proyectos del STN y STR en etapa II



2. Listado de proyectos de convocatoria del STN en etapa II

#	Proyectos del STN en etapa II	FPO
1	Subestación Nuevo Siete (Chocó) 230 kV . Reconfigura la línea Ancón Sur –Esmeralda 220 kV	nov-20
2	Subestación San Lorenzo 230 kV. Reconfigura la línea San Carlos - Esmeralda	nov-20
3	Subestación Hispania 230 kV	nov-23
4	Subestación Salamina 230 kV	nov-23
5	Subestación Pacífico 230 kV	nov-23
6	Fase 2.A Renovables Segundo circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV Nuevo circuito La Loma – Sogamoso 500 kV	nov-23
7	fase 2.B Renovables Colectora 3 en 500 kV en AC Colectora 2 en 500 kV en AC Interconexión en 500 kV en AC entre Colectora 2 y 3 mediante dos circuitos en 500 kV Red HVDC VSC Colectora 2 – Cerromatoso 550 kV.	Por definir
8	Cambio de configuración de la subestación Mocoa 230 kV de barra principal más transferencia a doble barra	sep-20
9	Segundo circuito Copey - Cuestecitas 500 kV	ago-22
10	UPME 10-2019 Línea Bonda (Termocol) - Río Córdoba 230 kV	nov-23
11	PME 09-2019 Subestación Sahagún 500 kV, secciona el circuito Cerromatoso - Chinú 500 kV.	jun-23
12	Subestación Pasacaballos 220 kV, secciona uno de los circuitos Tolúviejo - Bolívar 220 kV.	jun-24

3. Listado de proyectos de convocatoria del STR en etapa II

#	Proyectos del STN en etapa II	FPO
1	UPME STR 10-2018 Guatapurí 110 kV	sep-22
2	UPME STR 02 – 2019 Atlántico	oct-23
3	UPME STR 09-2018 Línea Nueva Montería – Río Sinú	jun-22
4	UPME STR 07-2019 Subestación Tolúviejo 110 kV	Por definir
5	UPME STR 06-2019 San Juan 110 kV	Por definir